

IMPLEMENTACIÓN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL
EQUIPO DE FLEXIBILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA DE EMCALI

MIGUEL ANGEL LIEVANO CAICEDO

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ENERGETICA Y MECANICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2006

IMPLEMENTACIÓN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL
EQUIPO DE FLEXIBILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA DE EMCALI

MIGUEL ANGEL LIEVANO CAICEDO

Pasantía para optar al título de Ingeniero Electricista

Director
HENRY MAYA
Ingeniero Electricista

Asesor
JAIRO F. AGUIRRE
Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ENERGETICA Y MECANICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2006

Nota de aceptación:

Aprobado por el Comité de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Autónoma de Occidente para optar al título de Ingeniero Electricista.

Ing. HENRY MAYA

Director

Santiago de Cali, Septiembre de 2006

Hoy que se cumple una etapa más en mi vida, después de terminar con mi trabajo de grado, requisito para obtener el título de profesional, quisiera dedicar este triunfo a todas las personas que siempre estuvieron a mi lado en todo momento, mis padres, hermanos, mi novia, a toda mi familia y amigos, quienes con su apoyo incondicional, comprensión y confianza, contribuyeron para la culminación de este proyecto.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

EMCALI EICE, por brindarme la oportunidad de realizar el trabajo de grado en tan prestigiosa empresa.

Ingeniero Jairo Fernando Aguirre, Ingeniero de operación II, Departamento de Operación - Protecciones y Medidas.

Ingeniero Henry Maya, docente de planta programa de Ingeniería Eléctrica, Universidad Autónoma de Occidente.

A los Ingenieros, técnicos electricistas y demás personal que labora en la planta física de la subestación sur, en el Departamento de Operación y control de Emcali.

A todos ellos por su participación, apoyo y valiosas orientaciones.

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	12
INTRODUCCIÓN	13
1. GENERALIDADES SOBRE MANTENIMIENTO	17
1.1 DEFINICIÓN DE MANTENIMIENTO	17
1.2 PRINCIPALES OBJETIVOS DEL MANTENIMIENTO	17
1.3 TIPOS DE MANTENIMIENTO	17
1.3.1 Mantenimiento Predictivo	17
1.3.1.1 Ventajas del Mantenimiento Predictivo	19
1.3.2 Mantenimiento Correctivo	19
1.3.2.1 No Planificado	19
1.3.2.2 Planificado	19
1.3.3 Mantenimiento Periódico	20
1.3.4 Mantenimiento Programado	20
1.3.5 Mantenimiento Preventivo	20
1.3.5.1 Ventajas del Mantenimiento Preventivo	21
1.3.5.2 Fases del Mantenimiento Preventivo	21
1.3.5.3 Equipos utilizados en pruebas de mantenimiento preventivo	23
2. PARÁMETROS FUNDAMENTALES	24
2.1 CICLO DE VIDA DE UN EQUIPO	24
2.2 CONFIABILIDAD	24
2.3 COSTO DEL CICLO DE VIDA	24
2.4 SUSCEPTIBILIDAD	24
2.5 DISPONIBILIDAD	24
2.6 EFECTIVIDAD DEL SISTEMA	25
2.7 FACTOR DE UTILIZACIÓN	25
2.8 INSPECCIÓN	25
2.9 LUBRICACIÓN	25
2.10 MANTENIBILIDAD	25
2.11 MANTENIMIENTO DE CAMPO	25
2.12 MANTENIMIENTO EN PARADA	25
2.13 MANTENIMIENTO EN TALLERES	25
2.14 MANTENIMIENTO OPERACIONAL	26
2.15 MANTENIMIENTO SELECTIVO	26
2.16 PARADA GENERAL	26
2.17 PLAN DE MANTENIMIENTO	26
2.18 RATA DE FALLAS	26
2.19 RECONSTRUCCIÓN	26
2.20 REPARACIÓN	26
2.21 CUANTIFICACIÓN ECONÓMICA	27
2.22 PIEZAS DE REPUESTOS	27
2.23 VALORACIÓN DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES	27
3. ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO	28
3.1 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	28

3.1.1 Registro de equipos	28
3.1.1.1 Datos de placa del Reconectador	29
3.1.1.2 Datos de placa del Seccionalizador	29
3.1.1.3 Datos de placa del Interruptor	30
3.1.1.4 Interpretación de los datos de placa	30
3.1.2 Descripción de las actividades de Mantenimiento	31
3.1.3 Fichas de trabajo	32
3.1.3.1 Orden de trabajo	32
3.1.3.2 Solicitud de repuestos y materiales	32
3.1.3.3 Historial del equipo	33
3.1.4 Manual de mantenimiento	33
3.1.5 Evaluación	33
4. ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	34
4.1 BASE DE DATOS	34
4.1.1 Menú Principal	34
4.1.2 Formulario de Seccionalizadores	35
4.1.3 Formulario de Switches o Interruptores	38
4.1.4 Revisión de switches	39
4.1.5 Formulario de Reconectores	39
5. RECONECTADOR DE VACÍO TIPO VWE	43
5.1 FUNCIONAMIENTO DEL RECONECTADOR	43
5.2 VALORES NOMINALES ELÉCTRICOS DEL RECONECTADOR VWE	44
5.3 CICLO DE TRABAJO DEL RECONECTADOR	45
5.4 FUNCIONAMIENTO DEL MECANISMO DEL RECONECTADOR	45
5.5 MANTENIMIENTO DEL RECONECTADOR COOPER TIPO VWE	46
5.5.1 Frecuencia del mantenimiento	46
5.5.2 Actividades para cambio de Descargador de sobretensión averiado	47
5.5.3 Inspección periódica y actividades de mantenimiento	47
5.5.4 Prueba del nivel de resistencia del aislamiento	50
5.5.5 Condición del Aceite Dieléctrico	53
5.5.6 Boquillas aislantes	54
5.5.6.1 Boquillas en unidades tipo VWE	54
5.5.6.2 Reemplazo de la porcelana de una boquilla con el reconector	
En el tanque	55
5.5.6.3 Reemplazo de la boquilla con el reconector fuera del tanque	56
5.5.7 Interruptores al vacío	57
5.5.8 Vida de contactos del Interruptor de Vacío	60
5.5.9 Ciclo de trabajo para el Interruptor de Vacío	61
5.5.10 Cable del control	63
5.5.11 Componentes de circuitos	63
5.5.12 Contactor de Solenoide de cierre	63
5.5.13 Solenoide de Cierre	65
5.5.14 Fusibles del solenoide de cierre	66
5.5.15 Solenoide de disparo	67
5.5.16 Solenoide giratorio y contactor de solenoide de cierre	67
5.5.17 Transformadores de corriente	68
5.5.18 Prueba de continuidad	68

5.5.19 Prueba de relación de transformadores detectores de corriente	68
5.5.20 Prueba de polaridad de transformadores detectores de corriente	69
5.5.21 Interruptores (SW1, SW2, SW3)	70
5.5.22 Pruebas y localización de averías del control Kyle tipo FXA	71
5.5.23 Prueba del control instalado	72
5.5.24 Verificación de la alimentación del control	72
5.5.25 Verificación del funcionamiento de la batería	72
5.5.26 Prueba del control fuera de servicio	73
6. SECCIONALIZADOR JIN KWANG AISLADO EN GAS SF ₆	74
6.1 FUNCIONAMIENTO DEL SECCIONALIZADOR	74
6.2 ESPECIFICACIONES TECNICAS	75
6.3 NORMAS TÉCNICAS DE LOS SECCIONALIZADORES	75
6.4 ESTRUCTURA DEL SECCIONALIZADOR	76
6.5 CONDICIONES DE SERVICIO	77
6.6 MANTENIMIENTO DEL SECCIONALIZADOR	78
6.6.1 Inspección periódica	78
6.7 CARACTERISTICAS DEL SF ₆	80
6.7.1 Subproductos del SF ₆	81
6.7.2 Subproductos Sólidos	81
6.7.3 Subproductos Gaseosos	81
6.8 RECOMENDACIONES DE MANTENIMIENTO	82
6.8.1 Mantenimiento Interno	82
6.8.2 Procedimiento de llenado	83
6.8.3 Suplidores de Gas SF ₆	83
7. INTERRUPTOR TRIPOLAR TIPO NXA	84
7.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE SECTOS NXA	85
7.2 ESTÁNDARES	86
7.3 MANTENIMIENTO DE SECTOS NXA	86
7.4 GAS SF ₆	87
7.5 MONITOREO Y RELLENADO DE GAS SF ₆	87
7.6 DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN	89
7.6.1 Actividades para cambio de Descargador averiado	90
7.7 DISPOSITIVO OPERADO POR MOTOR	90
7.8 ACCIONES EN CASO DE FALLA INTERNA	90
7.9 PROCEDIMIENTO PARA DISPONER DE LOS SECTOS	
AVERIADOS	91
8. CONCLUSIONES	92
9. RECOMENDACIONES	93
BIBLIOGRAFÍA	94
ANEXOS	95

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Estadísticas de la zona Norte de Cali	13
Tabla 2. Ciclo de trabajo del reconectador	45
Tabla 3. Características del aceite dieléctrico	54
Tabla 4. Datos del fusible del solenoide de cierre	67
Tabla 5. Estado del interruptor	70
Tabla 6. Condiciones ambientales	77
Tabla 7. Características eléctricas del sistema	77

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Menú principal	35
Figura 2. Formulario de Seccionalizadores	35
Figura 3. Selección de vistas	37
Figura 4. Formulario en vista de diseño	37
Figura 5. Cuadro de herramientas	38
Figura 6. Vista en hoja de datos	38
Figura 7. Formulario de Interruptores	39
Figura 8. Formulario de Reconectores	40
Figura 9. Ventana Base de Datos	41
Figura 10. Filtro por selección	42
Figura 11. Partes del Reconector VWE	44
Figura 12. Contactos cerrados	46
Figura 13. Resortes de disparo sueltos	46
Figura 14. Contactos completamente abiertos	46
Figura 15. Contactos cerrados	46
Figura 16. Cierre manual del Reconector con la herramienta KA90R	50
Figura 17. Ubicación del eje de disparo/reposición	51
Figura 18. Palanca accionadora que suelta el mecanismo	52
Figura 19. Reemplazo de la boquilla con el reconector en el tanque	56
Figura 20. Componentes de boquillas del reconector VWE	57
Figura 21. Partes del interruptor de Vacío	60
Figura 22. Orientación del interruptor y la abrazadera	60
Figura 23. Curvas de vida basado en un ciclo de trabajo	62
Figura 24. Ubicación de componentes en el bastidor del mecanismo	63
Figura 25a. Contactor de interrupción sencilla	64
Figura 25b. Contactor de interrupción doble	64
Figura 26. Reemplazo del contactor del solenoide de cierre	65
Figura 27. Partes involucradas en el cambio de la bobina del solenoide	66
Figura 28. Fases del reconector conectadas en serie	69
Figura 28a. Circuito para prueba de relación	69
Figura 28b. Prueba de polaridad	70
Figura 29. Diagrama de conexiones internas en Reconectores VWE	71
Figura 30. Seccionalizador instalado en la red	74
Figura 31. Seccionalizador sin dispositivos de protección a un lado de La línea	79
Figura 32. Seccionalizador sin la parte de control y sin descargadores	79
Figura 33. Interruptor NXA instalado en la red	84
Figura 34. Indicador de posición de contactos del Interruptor	85
Figura 35. Diagrama del circuito auxiliar del interruptor	87
Figura 36. Diagrama principal de Sectos NXA	88
Figura 37. Curva de Presión Vs Temperatura	88
Figura 38. Interruptor sin descargadores en ambos lados de la línea	89

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo 1. Subestaciones y circuitos de Emcali	95
Anexo 2. Registro de equipos	96
Anexo 3. Actividades para mantenimiento del reconectador	97
Anexo 4. Actividades para mantenimiento del seccionalizador	98
Anexo 5. Actividades para mantenimiento del interruptor	99
Anexo 6. Orden de trabajo	99
Anexo 7. Solicitud de repuestos y materiales	100
Anexo 8. Historial del equipo	100

RESUMEN

Este proyecto de grado tiene como objetivo, desarrollar una aplicación en Access, para establecer un programa de mantenimiento preventivo de los equipos de flexibilidad utilizados por Emcali, en las redes de distribución de energía eléctrica. Para lograr dicho propósito se parte del conocimiento del sistema de mantenimiento actual y se evalúa a través de las estadísticas sobre daños.

El criterio de flexibilidad en un sistema de distribución eléctrica, permite manejar su infraestructura buscando siempre soluciones constructivas que consideren los mantenimientos, las condiciones de emergencia, ampliaciones y su futura evolución, para que pueda responder a la demanda sin sacrificar confiabilidad, seguridad, ni simplicidad.

Todos los equipos de flexibilidad que conforman el sistema de distribución de Emcali van perdiendo con el transcurso del tiempo su condición original. Esto es normal que ocurra sobre todo en aquellas instalaciones donde los equipos se encuentran sometidos a condiciones extremas de operación, así como también a factores ambientales que contribuyen al desmejoramiento de los equipos. Aquí se puede mencionar el caso de los reconectores o interruptores automáticos, seccionalizadores y switches de frontera, utilizados como protección y maniobra en las redes de distribución de energía eléctrica de Emcali; siendo los encargados de proporcionar a la red un servicio confiable, seguro y permanente.

Todos estos equipos necesitan un plan o programa de mantenimiento que verifique periódicamente el buen funcionamiento y mantenga al equipo dentro de su mejor condición operativa. Reconocer el deterioro o falla y corregirlo es prevenir que ocurran fallas de bajo o alto grado de severidad, inclusive el daño total del equipo.

En este trabajo se diseñó entonces una secuencia de actividades para la planificación y correcta ejecución del mantenimiento preventivo necesario, para la conservación y buen funcionamiento de dichos equipos ya que son de gran importancia para la protección de líneas intermedias detectando fallas en los circuitos, despejando o aislando la sección fallada.

La información necesaria fue tomada de los manuales de los fabricantes, planos y de la experiencia vivida con los equipos, todo con el fin de disminuir los costos inherentes a dichas actividades.

También se actualizó el inventario de los equipos por medio de una base de datos creada en Access, la cual servirá como apoyo al departamento de operación de la gerencia de Energía de Emcali, dando a conocer el funcionamiento y la disponibilidad de estos a la hora de tomar decisiones.

INTRODUCCIÓN

Las actividades de mantenimiento que se ejecutan dentro de las instalaciones eléctricas de Emcali, representan un elemento fundamental para contribuir a la continuidad y a la calidad del servicio eléctrico en general.

En la industria eléctrica, cada una de estas actividades es de vital importancia y muchas de las fallas que se presentan dentro de las instalaciones posiblemente, se producen a causa de emplear un mal plan de mantenimiento que garantice la confiabilidad del sistema, sin tomar en cuenta que existen otras causas de origen natural y social que afectan de cierta manera la calidad del servicio, como por ejemplo: descargas atmosféricas, condiciones ambientales, mal tiempo, vandalismo, entre otras. Estas variables deben estar presentes en todo momento, ya que del servicio eléctrico dependen otros procesos industriales, comerciales, y actividades domesticas.

En la tabla 1 se muestran estadísticas del mes de Febrero del año 2000, en las cuales se pueden observar la incidencia de las diferentes causas en la formación del DES (Duración equivalente del sistema) y FES (Frecuencia equivalente de fallas del sistema). Como ejemplo se hace notar que la “Falla de equipo de protección de la red” participa con el 13% y el 19% en la conformación de los índices antes anotados, lo cual es preocupante, más si la tendencia ha ido en aumento.

Tabla 1. Estadísticas de la zona Norte de Cali.

DESCRIPCION	% DES	% FES
Apertura Solicitada por Cliente	16,0	11,0
Falla equipo de Red	5,0	6,0
Error Contratistas	2,0	2,0
Correctivos	6,0	11,0
Falla equipo protección Red	13,0	19,0
Falla desconocida	5,0	10,0
Lluvias y descargas	6,0	5,0
Falla instalaciones del cliente	6,0	6,0
Baja Frecuencia	1,0	3,0
Seguridad Trabajos	0,0	2,0
Falla transformadores de distribución	1,0	3,0
Ramas	27,0	10,0
Vehículos	1,0	2,0
Pájaros	5,0	3,0
Otros Animales	6,0	2,0
Error Personal EMCALI	0,0	5,0

Fuente: Departamento de Operación de Emcali, estadísticas de Febrero. Santiago de Cali, 2000.

Esto trae como consecuencia la necesidad de crear un Plan de Mantenimiento que controle y coordine todas aquellas actividades que permitan mantener en buena operación todos los equipos de flexibilidad, tales como seccionalizadores, switches, y reconectores.

El programa de mantenimiento preventivo tiene como objetivos:

- Controlar toda la información referente a los equipos sometidos a mantenimiento.
- Mantener y controlar la información de las actividades asociadas a los programas de mantenimiento.
- Programar y controlar la mano de obra, los materiales y repuestos utilizados en el mantenimiento.

Por tal motivo dentro de este proyecto se desarrollará un programa de mantenimiento de los equipos de flexibilidad de la red de distribución de energía eléctrica de Emcali, ubicados a niveles de tensión de 13.2 y 34.5 kV de los diferentes circuitos que conforman dicha red.

Los equipos instalados en las redes de distribución de Emcali, permiten manejar el sistema con criterio de flexibilidad, garantizando la optimización de la infraestructura a través de la eficiencia del sistema, mejorando en los resultados operativos, minimizando los costos de reparación y mantenimiento, evitando al mínimo las interrupciones o minimizando el tiempo de salidas de los circuitos en operación, garantizando siempre un servicio con mejor calidad.

La infraestructura de distribución, propiedad de Emcali, esta conectada a través de subestaciones con los sistemas eléctricos nacional y regional.

En la actualidad el sistema de distribución de energía de Emcali, comprende 18 subestaciones y 158 circuitos, de las cuales siete (7) están conectadas directamente al sistema de transmisión regional a 115 kV cuya propiedad es compartida entre Epsa S.A. y Emcali, y el resto al sistema propio de Emcali.

La distribución se efectúa mediante niveles de tensión de 34.5, 13.2 kV y 208/120 V para los sectores residencial, comercial y para la mediana y pequeña industria. Todos los circuitos de distribución se conectan, bien sea a las subestaciones periféricas, compartidas con Epsa S.A., o las interiores propia de Emcali. La infraestructura actual permite atender adecuadamente el servicio de energía eléctrica, reflejándose en la calidad del servicio y en la cobertura alcanzada.

La topología de los circuitos es de forma radial y para cada uno de ellos existe un plano a escala donde se encuentran dibujados todos los equipos relacionados con la red de distribución, estos circuitos están conectados entre sí por interruptores llamados de frontera, los cuales permiten hacer maniobras entre circuitos en caso de que se necesite alimentar uno por medio de otra

subestación; lo importante es mantener siempre el servicio, de allí la necesidad de mantener en buen estado y siempre disponibles estos equipos.

En la metodología empleada para la elaboración de este proyecto se hablo con el Ingeniero de operación, y se dejo claro cual era la necesidad del departamento de operación y control de la gerencia de Energía.

Se conoció la planta física y se estudio el funcionamiento de cada uno de los equipos utilizados por Emcali (reconectores, switches y seccionalizadores), por medio de manuales y planos.

Con el personal de protecciones y medidas se ubicaron algunos equipos en terreno y se pudo verificar su conexión en la red y realizar algunas lecturas del sistema.

Se verificaron planos de subestaciones y circuitos del sistema de distribución a niveles de tensión de 13.2 y 34.5 kV, y se observó que habían equipos que ya no existían en terreno pero todavía figuraban en los planos.

Recopilación de datos tomados de las operaciones del equipo, suministrados por el personal del área.

Se diseñó la base de datos para manejo del inventario y monitoreo de la información de cada equipo; y por ultimo se elaboró el programa de mantenimiento.

Ya con toda esta información se pueden actualizar los planos de los circuitos de la red aérea en cuanto a equipos de flexibilidad se refiere, y así tener una información confiable a la hora de ubicar y realizar maniobras con dichos dispositivos.

Misión de Emcali

Emcali EICE ESP tiene como misión, prestar en su área de cobertura, servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, energía y telecomunicaciones y aquellos afines, de acuerdo con su conveniencia financiera y estratégica, generando rentabilidad sin detrimento de la calidad, para cumplir su función social como prestadora de servicios esenciales que contribuyan a mejorar la calidad de vida de la comunidad, el desarrollo sostenible de la región y el bienestar de sus trabajadores.

Potes C, Revista jurídica de Emcali. 2005-2006; No 1: 34.

Visión de Emcali

Emcali EICE ESP tiene como visión ser en cinco años la mejor opción del Suroccidente Colombiano en la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, energía y telecomunicaciones por su excelencia en la atención oportuna y satisfacción a los requerimientos de los clientes y usuarios, calidad permanente, capacidad competitiva y óptima productividad.

Ser administrada con enfoque empresarial que la conduzca a lograr sostenibilidad, rentabilidad y crecimiento, dentro de un clima organizacional que proporcione conductas éticas y actuaciones transparentes, que genere en sus empleados sentido de pertenencia, desarrollo profesional y técnico.

Potes C, Revista jurídica de Emcali. 2005-2006; No 1: 34.

1. GENERALIDADES SOBRE MANTENIMIENTO

1.1 DEFINICIÓN DE MANTENIMIENTO

Se define como mantenimiento a todas aquellas actividades necesarias para que un equipo sea conservado o restaurado, de manera que pueda permanecer operando de acuerdo con una condición especificada. Ya que el mantenimiento es una actividad eminentemente dinámica, esta debe ser planificada, desarrollando acciones continuas y permanentes para garantizar un funcionamiento normal, eficiente y confiable.

Arellano L. Diseño de un sistema de mantenimiento de Equipos Eléctricos en sistemas de Potencia Eléctrica en 115 y 230 kV [Tesis de grado para optar el título de Ingeniero Electricista]. Venezuela: Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería; 2003. 87p.

1.2 PRINCIPALES OBJETIVOS DEL MANTENIMIENTO

- Reducir al mínimo los costos de Mantenimiento.
- Mejorar la efectividad de los equipos y del Sistema.
- Mantener los equipos en constante operación en un periodo de tiempo óptimo.
- Preservar las instalaciones y equipos en buenas y eficientes condiciones operativas.

1.3 TIPOS DE MANTENIMIENTO

1.3.1 Mantenimiento Predictivo. Como su nombre lo indica es el tipo de mantenimiento que al aplicarlo con ciertas técnicas y ayudas con equipos especializados permiten predecir fallas futuras que podrían ser muy costosas y posiblemente fatales (pérdidas humanas).

La característica más importante de este tipo de mantenimiento, es que se realiza con los equipos funcionando sin tener que hacer interrupciones en algún sistema.

Para realizar estas pruebas se utilizan diferentes equipos tales como termógrafos, espectrofotómetros, rayos x, ultrasonidos, medidores de velocidad, rayos infrarrojos entre otros.

El incremento de temperatura en un elemento puede dar indicación del deterioro del aislamiento, defectos en los ajustes o contactos o también sobrecargas, este tipo de fallas pueden detectarse con ayuda de la termografía.

La termografía es una técnica que posibilita la visión humana ver a través del espectro infrarrojo, cuyas imágenes térmicas obtenidas son llamadas Termogramas, permitiendo un análisis cuantitativo para determinaciones precisas de temperatura.

Por medio de esta técnica, objetos estacionarios o en movimiento pueden ser observados a distancias seguras siendo de gran importancia cuando altas temperaturas, cargas eléctricas, gases venenosos o humos están presentes en el sistema.

Este mantenimiento predictivo debe ser ejecutado en las instalaciones eléctricas dos veces al año por personal especializado utilizando un equipo denominado THERMOVISOR, que esta compuesto de una cámara infrarroja, un monitor de video, una cámara fotográfica y baterías recargables.

Esta inspección debe realizarse en las horas de mayor carga y cuando la luz solar sea más débil para evitar observaciones erróneas. Si son encontrados puntos calientes, el personal técnico que realiza estas pruebas genera un informe, anexando los reportes de inspección donde se indica exactamente donde esta el punto de falla con la finalidad de que el personal de mantenimiento proceda a corregirlo.

Este equipo permite obtener imágenes instantáneas, que facilita la toma de decisiones. Durante la realización de una supervisión termográfica no es necesario que el equipo salga fuera de servicio, por lo que se evitan maniobras innecesarias y pérdidas de carga.

Criterios de Evaluación:

- Los gradientes de temperatura de 1 a 5 °C, no indican problemas, por lo tanto se considera la inspección normal.
- Los gradientes de temperatura entre 5 y 10 °C, ameritan mantener en observación el equipo bajo estudio y esperar una próxima inspección.
- Los gradientes de temperatura entre 10 y 35 °C, indican que se debe reparar el equipo lo antes posible.
- Un gradiente de temperatura mayor a 35 °C, indica que se debe reparar el equipo de inmediato.

1.3.1.1 Ventajas del Mantenimiento Predictivo

- Reduce los tiempos de parada.
- Permite seguir la evolución de un efecto en el tiempo.
- Optimiza la gestión del personal de mantenimiento.
- Conocer con exactitud el tiempo límite de actuación que no implique el desarrollo de un fallo imprevisto.
- Toma de decisiones sobre la parada de un equipo en momentos críticos.
- Permitir el conocimiento del historial de eventos y fallas del equipo para ser utilizada por el Mantenimiento Correctivo.
- Facilita el análisis de las averías.
- Permite el análisis estadístico del sistema.

1.3.2 Mantenimiento Correctivo. Es el conjunto de actividades cuyo propósito es corregir una falla que se presente en determinado momento y así poner en funcionamiento un equipo en el menor tiempo posible. Para este tipo de mantenimiento es necesario cumplir con ciertas etapas:

- Identificar el problema y su causa.
- Estudiar las diferentes alternativas para su reparación.
- Evaluar sus ventajas y desventajas para así escoger la mejor.
- Teniendo en cuenta el personal y los equipos disponibles planear la reparación.
- Supervisar las actividades a desarrollar.
- Consignar toda la información en cuanto a personal, tiempo empleado, repuestos nuevos y piezas recuperadas así como las observaciones del caso respecto a la labor realizada.

Existen dos tipos de Mantenimiento Correctivo, entre ellos:

1.3.2.1 No Planificado (mantenimiento curativo). Corrección de las averías o fallas, cuando estas se presentan, y no planificadamente, al contrario del caso de Mantenimiento Preventivo.

Esta forma de mantenimiento impide el diagnóstico fiable de las posibles causas que provocan la falla, pues se ignora si falló por mal trato, por abandono, por desconocimiento del manejo, por desgaste natural, etc.

1.3.2.2 Planificado. El Mantenimiento Correctivo Planificado consiste en la reparación de un equipo o máquina cuando se dispone del personal, repuesto y documentos históricos necesarios para efectuarlo.

1.3.3 Mantenimiento Periódico. Consiste como su nombre lo indica, aquel que se realiza después de un periodo de tiempo generalmente largo, entre 6 y 12 meses. Este mantenimiento se practica por lo regular en plantas e procesos y consiste en realizar grandes paradas en las que se efectúan reparaciones mayores. Para implementar este tipo de mantenimiento se requiere una excelente planeación del área de mantenimiento con las demás áreas de la empresa, para lograr llevar las actividades en el menor tiempo posible.

1.3.4 Mantenimiento Programado. Este tipo de mantenimiento se basa en la predicción de que las piezas se desgastan siempre en la misma forma y en el mismo periodo de tiempo, así este trabajando bajo condiciones diferentes. En este tipo de mantenimiento se hace un estudio detallado de los equipos, mediante el cual se determina con la ayuda de datos estadísticos e información del fabricante, las partes que se deben cambiar, así como la periodicidad con que se debe hacer. Una vez hecho se elabora un programa de trabajo que satisfaga las necesidades del equipo.

1.3.5 Mantenimiento Preventivo. Se entiende como la rama del mantenimiento que abarca todos los planes y acciones necesarias para determinar y corregir las influencias o condiciones dañinas antes de que lleguen al grado en que la iniciativa de mantenimiento preventivo se convierta en mantenimiento correctivo o de reparaciones.

Por ser el que mayores ventajas presenta, el mantenimiento preventivo es el arma esencial para las paradas por daños inesperados, pues se fundamenta en revisiones e inspecciones programadas de actividades previamente establecidas.

Un programa de mantenimiento preventivo se fundamenta en el estudio de necesidades de servicio de un equipo, teniendo en cuenta cual de las actividades se harán con el equipo conectado y cuales con el equipo desconectado.

Si el programa de mantenimiento preventivo, se le aplica, como una organización sistemática, ésta se manifiesta, al aumentar la eficiencia del sistema eléctrico. La eficiencia depende de la calidad de información confiable y actualizada que se recopile durante el proceso.

Una vez establecido el programa de revisiones y reparaciones, deberá revisarse periódicamente la programación inicial y real de necesidades y actividades, para lo cual la información deberá ser veraz para programar eficientemente el mantenimiento preventivo.

Un mantenimiento preventivo deberá ser flexible, adelantándolo si es necesario, por ejemplo, en una parada imprevista de equipo.

La razón por la que el Mantenimiento Preventivo se ha hecho tan importante es que los equipos son tan costosos, y las funciones que cumplen tan importantes y complejas, que si ocurre algún problema afectarán en gran medida al normal funcionamiento y cumplimiento del servicio.

1.3.5.1 Ventajas del Mantenimiento Preventivo

- Mayor duración de los equipos e instalaciones.
- Uniformidad en la carga de trabajo para el personal de mantenimiento debido a una programación de actividades.
- Confiabilidad, los equipos operan en mejores condiciones de seguridad, ya que se conoce su estado, y sus condiciones de funcionamiento.
- Menor costo de las reparaciones.

Su propósito es prever las fallas manteniendo los sistemas de infraestructura, equipos e instalaciones productivas en completa operación a los niveles y eficiencia óptimos.

1.3.5.2 Fases del Mantenimiento Preventivo

- Inventario técnico, con manuales, planos, características de cada equipo.
- Procedimientos técnicos, listados de trabajos a efectuar periódicamente.
- Control de frecuencias de trabajo, indicación de la fecha exacta a efectuar el mantenimiento.
- Registro de eventos, fallas, reparaciones y costos que ayuden a planificar.

Es indiscutible que para llevar a cabo un eficiente Plan de Mantenimiento de cualquier equipo o conjunto de ellos, se hace necesario contar con una organización lo mas perfecta posible, recursos financieros suficientes, repuestos, materiales y equipos de buena calidad y contar además con el personal técnico capacitado para llevar a cabo los planes de mantenimiento previamente establecidos cuya función principal es minimizar los paros imprevistos o la depreciación excesiva de los equipos a través de paros periódicos programados, para descubrir y corregir condiciones defectuosas.

Es importante poder contar con las historias de fallas de los equipos existentes dentro de la instalación, ya que no solo servirán para identificarlos, sino que debe contener en forma breve los motivos de las fallas, partes que se cambiaron y las frecuencias con que ocurrieron las mismas. Es necesario conocer además el costo total de las reparaciones o fallas debido a paros imprevistos.

A la hora de realizar la inspección se deben incluir todos los equipos de procesos, de servicio, equipos accesorios y equipos de protección, aquellos que se puedan deteriorar o que sea factible a causar tiempo ocioso o sobretiempo de trabajo. Debemos contestarnos las siguientes preguntas:

- ¿Es un artículo crítico?

Si su falla producirá un paro mayor imprevisto o pérdidas muy costosas, la necesidad del mantenimiento es casi cierta.

- ¿Hay equipo de repuesto en caso de que ocurra la falla?

Si la carga de trabajo o responsabilidad se puede desplazar fácilmente a otro equipo, tomaremos en cuenta otros factores como costo de mantenimiento de paro.

- ¿El costo de mantenimiento preventivo excede los gastos de tiempo ocioso y el costo de reparación o reemplazo?

Si cuesta casi lo mismo retirar un equipo para reparar una falla repetitiva que lo que cuesta repararla en su totalidad, el valor del mantenimiento preventivo es muy problemático.

- ¿La vida normal de un equipo sin mantenimiento preventivo sobrepasa las necesidades de producción?

Si se espera que surja la obsolescencia más rápidamente que el deterioro, el mantenimiento preventivo puede ser un desperdicio de dinero.

Las partes de cada equipo que se deben inspeccionar se determinan mediante la integración de la siguiente información:

- Recomendaciones de los fabricantes.
- Manuales de servicio emitida por cada equipo.
- Experiencia del personal de mantenimiento en general.
- Registros históricos (historia de fallas o reparaciones).
- Frecuencia de trabajo.
- Números de paradas imprevistas por parte del equipo.

El ciclo de inspección de un equipo o conjunto de equipos se determinará por la porción que mas falla, No existe regla establecida o disponible de cuan a menudo inspeccionar, esto depende de varios factores: edad y clase de equipo, medio ambiente, requisitos de seguridad y horas de operación.

Existen otros factores tales como: mayor intensidad de uso o servicio, susceptibilidad a deterioro; debido a que el equipo puede estar sujeto a fricción, fatiga, tensión o corrosión. Susceptibilidad al siniestro (vibraciones, sobrecarga o abuso) y susceptibilidad a perder el ajuste.

Si un equipo tiene presente alguna de estas últimas severidades es necesario reducir los periodos o intervalos entre servicio de mantenimiento preventivo.

Es importante señalar que las actividades relacionadas con lubricación, limpieza, ajuste en los equipos y el cambio de aceite (a pesar de que esto último implica un paro) no son tareas propias de mantenimiento preventivo, sino es lo que se conoce como mantenimiento rutinario y por supuesto es necesario realizarlo en el momento adecuado. Mientras cuando se realiza el Mantenimiento Preventivo, existe una implicación de paro para cambiar, reparar o ajustar partes del equipo. Estas tareas deben ser planeadas, programadas y controladas bajo un estricto control de supervisión por parte del jefe o Supervisor de Mantenimiento.

Con la normalización de estas actividades se puede obtener un mantenimiento eficaz y bien planeado en los equipos eléctricos, lo cual es de suma importancia ya que es el factor básico para dar un servicio continuo y de buena calidad al sector industrial, comercial y residencial.

1.3.5.3 Equipos utilizados en pruebas de mantenimiento preventivo. Depende principalmente de la clase de equipos a los que se les aplicará mantenimiento, el grado de satisfacción y las necesidades de mantenerlos en continuo funcionamiento, pero en general se recomienda disponer de las siguientes herramientas:

En pruebas de temperatura. Termómetros con escala en grados Celsius ($^{\circ}\text{C}$) hasta 200°C , de fácil sujeción y manejo, Pirómetros de contacto, detector de temperatura por resistencia.

En mediciones de voltaje. Voltímetro portátil de buena exactitud. Transformador de potencial (c.a.).

En mediciones de corriente. Amperímetro portátil de gancho. Transformador de corriente, amperímetro registrador.

Mediciones de resistencia. Es recomendable disponer de: voltímetros portátiles, puente de Kelvin, puente de Wheatstone y para lecturas muy altas el Megóhmetro.

Medición de vibraciones y presión. Es recomendable disponer de instrumentos electrónicos de medida.

2. PARÁMETROS FUNDAMENTALES

Se debe tomar en cuenta que para aplicar un eficaz plan de mantenimiento debe existir un idioma común que englobe la variedad de equipos. Por lo tanto se hace necesario controlar algunas variables como:

- Tiempo entre fallas.
- Costos de Mantenimiento.
- Tiempo fuera de servicio.
- Costo de las reparaciones.
- Capacidad productiva de los equipos.

No es posible obtener una rentabilidad óptima si se descuida la función propia del mantenimiento, por ello se debe analizar los siguientes parámetros:

2.1 CICLO DE VIDA DE UN EQUIPO

Plazo de tiempo durante el cual un equipo conserva su capacidad de utilización.

2.2 CONFIABILIDAD

Probabilidad de que un equipo lleve a cabo su función adecuada durante un periodo de tiempo dado.

2.3 COSTO DEL CICLO DE VIDA

Costo total de un equipo a lo largo de su vida, incluyendo los gastos de compra, operaciones de mantenimiento, mejora, reforma y retirada.

2.4 SUSCEPTIBILIDAD

Probabilidad de que un equipo falle en servicio a lo largo de un periodo de tiempo dado.

2.5 DISPONIBILIDAD

Probabilidad de que un equipo se encuentre disponible para su uso.

2.6 EFECTIVIDAD DEL SISTEMA

Probabilidad de que un sistema opere a toda capacidad durante un periodo dado.

2.7 FACTOR DE UTILIZACIÓN

Relación entre el tiempo de operación de un equipo y su tiempo disponible.

2.8 INSPECCIÓN

Tareas o servicios de Mantenimiento Preventivo, caracterizado por la alta frecuencia y corta duración, normalmente efectuada utilizando instrumentos de medición electrónica, térmica, sin provocar indisponibilidad del equipo.

2.9 LUBRICACIÓN

Servicios de Mantenimiento Preventivo, donde se realizan adiciones, cambios y análisis de lubricantes.

2.10 MANTENIBILIDAD

Probabilidad de que un componente o equipo pueda ser restaurado a una condición operacional satisfactoria.

2.11 MANTENIMIENTO DE CAMPO

Son cuadrillas que se trasladan hasta el sitio donde se encuentra el equipo para realizar el Mantenimiento Preventivo, Predictivo y Correctivo.

2.12 MANTENIMIENTO EN PARADA

Tareas de mantenimiento que solamente pueden realizarse cuando el equipo este fuera de servicio.

2.13 MANTENIMIENTO EN TALLERES

Consiste en llevar el trabajo a realizar a un sitio fijo donde exista manufactura, repuestos, ensamblaje, donde se pueda efectuar un mantenimiento correctivo en su totalidad.

2.14 MANTENIMIENTO OPERACIONAL

Es el que realizan los operadores en sus actividades de rutina, tal como lubricación periódica, limpieza, verificación de ruidos extraños y ajustes.

2.15 MANTENIMIENTO SELECTIVO

Servicios de cambio de una o más piezas o componentes de equipos prioritarios, de acuerdo con recomendaciones de fabricantes.

2.16 PARADA GENERAL

Situación de un conjunto de equipos a los que se efectúe periódicamente revisiones y/o reparaciones concentradas y programadas en un determinado periodo de tiempo.

2.17 PLAN DE MANTENIMIENTO

Relación detallada de las actividades de mantenimiento que necesite un equipo o conjunto de equipos y de los intervalos temporales con que deben efectuarse.

2.18 RATA DE FALLAS

Probabilidad de falla casi inmediata de un equipo de edad determinada.

2.19 RECONSTRUCCIÓN

Conjunto de trabajos de reparación, añadiendo mejoras que por razones técnicas o económicas se justifiquen. Pueden implicar el aumento de la vida útil y ser calificado como una inversión.

2.20 REPARACIÓN

Conjunto de trabajo de rehabilitación que restituyen a un equipo sus especificaciones originales.

2.21 CUANTIFICACIÓN ECONÓMICA

El mantenimiento que se realice a los equipos debe ser evaluado económicamente y comparar los valores encontrados contra parámetros dados para determinar su confiabilidad.

Se deben comparar los costos de mantenimiento contra los costos de la máquina, los costos de paro de la maquina y contra riesgo de paro.

2.22 PIEZAS DE REPUESTOS

La carga de trabajo de los equipos, la importancia de éstos en el sistema eléctrico, el ritmo de deterioro, la antigüedad de éstos, la producción de repuestos por parte de las casas matrices, el lucro cesante y el medio ambiente entre otros, permiten programar un adecuado almacenamiento de piezas de repuesto y disponer de ellas rápidamente para minimizar los tiempos de parada cuando se presentan daños.

Para tomar una adecuada decisión de almacenamiento de piezas de repuestos se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

Frecuencia de fallas, cuales son las más repetitivas, si se presentaron durante los primeros meses de instalación de los equipos, si ocurren por defectos de fabricación, operación deficiente, desgaste normal etc.

Importancia de las máquinas, se debe valorar el grado de importancia de los diferentes equipos, si son sofisticados o comunes, si son de fácil reemplazo y consecución en el mercado.

Adicional a los aspectos anteriores se debe considerar: la posibilidad de equipos sustitutos, facilidad de reparación en sitio o a través de casas especializadas y confiabilidad en los equipos auxiliares, entre otros.

2.23 VALORACIÓN DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES

El medio ambiente (temperatura, humedad, ventilación, etc.) en el que son instalados y operados los equipos es determinante en buen porcentaje de una larga vida útil, de fallas prematuras o continuas, este parámetro debe ser valorado antes de instalar los dispositivos.

3. ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

3.1 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

El programa de mantenimiento constituye una sistematización de todas las actividades y estrategias destinadas a prevenir los daños. Su objetivo básico es garantizar la disponibilidad de los equipos para atender las necesidades del sistema.

Es recomendable seguir una cantidad de pasos para la elaboración de dicho programa, entre los cuales se puede mencionar:

- Crear y mantener un inventario de todos los equipos de Flexibilidad que se encuentran dentro del Sistema de Distribución de Emcali.
- Diseñar un sistema de codificación que permita particularizar los diferentes equipos por niveles de tensión, ubicación y función dentro del sistema.
- Agrupar los equipos y dividirlos por circuitos para facilitar las labores de mantenimiento.
- Desarrollar las distintas tareas o actividades que se realizan a los equipos por parte del personal de mantenimiento.
- Especificar la cantidad y tipo de material utilizado en la realización de dichas tareas.
- Involucrar el personal responsable de las actividades de mantenimiento para garantizar el buen cumplimiento de estas.
- Diseñar un registro histórico de los equipos.
- Recopilar información acerca de los eventos ocurridos a cada equipo indicando sus fallas y posibles causas, así como las reparaciones realizadas y el material utilizado.
- Estimar la fuerza del mantenimiento en horas/hombre necesaria para cumplir con el Plan de Mantenimiento y la cantidad del personal disponible para atender las posibles fallas que se puedan presentar.

3.1.1 Registro de equipos. Se hace un inventario y se recopila toda la información de los equipos y su ubicación física dentro del Sistema.

En el Sistema de Distribución de Emcali se utiliza un número de identificación, a través del cual se puede ubicar en el terreno cada uno de los equipos utilizados en la red, dicho número se denomina *Nodo*, consta de siete dígitos y es único para cada uno de ellos.

Estos equipos se encuentran ubicados en los diferentes circuitos de la parte Rural, Urbana y en Municipios aledaños a la ciudad de Cali y a su vez estos circuitos están relacionados con cada una de las Subestaciones de Transformación de Energía. Más adelante se hará un listado de cada una de ellas (ver anexo 1).

Los equipos mencionados anteriormente y de los cuales se hará una descripción detallada, fueron adquiridos por Emcali en el año de 1995 como respaldo a las líneas aéreas de distribución de energía, ya que el aumento en la demanda y las constantes interrupciones del servicio así lo requerían, gracias a esto ahora se pueden minimizar los tiempos de parada debido a la falta en el fluido eléctrico.

En la actualidad existen 327 seccionalizadores marca Jin Kwang Corporation, 253 interruptores marca ABB y 58 reconectadores marca Cooper Power Systems, instalados y cumpliendo la función para la que fueron diseñados. Toda la información técnica de los equipos se obtuvo de los manuales de los fabricantes propiedad de Emcali Gerencia de Energía, y es allí donde va a quedar radicada toda la información concerniente al mantenimiento de dichos dispositivos.

Con toda la información recopilada sobre cada equipo se elabora la ficha llamada *Registro del equipo*, un formato que identifica al equipo y contiene las características y datos más importantes, tales como: número de nodo, subestación, circuito, dirección, fecha de adquisición e instalación, fabricante, nivel de tensión, modelo, número de serie, características técnicas, etcétera. Cada equipo debe tener una ficha (ver anexo 2).

A continuación los datos de placa suministrados por cada equipo:

3.1.1.1 Datos de placa del Reconector

Nombre	Reconector
Tipo	VWE
Número de Fases	3
Voltaje nominal del sistema (kV)	14.4
Voltaje máximo nominal (kV)	15.5
Nivel básico de aislamiento (BIL) (kV pico)	110
Voltaje no disruptivo a 60 Hz (kV) seco, un minuto	50
Húmedo, diez segundos	45
Máxima corriente continua nominal (A)	560
Corriente nominal de interrupción (kA rms simétricos)	12
Volumen de aceite	170 L
Peso (Kg)	359
Año de fabricación	1995
Fabricante	Cooper Power Systems

3.1.1.2 Datos de placa del Seccionalizador

Nombre	Seccionalizador Aislado en Gas SF ₆
Tipo	JK – GAC SBS – 38
Numero de Fases	3

Rango de Voltaje (kV)	38
Rango de Frecuencia (Hz)	60
Rango normal de Corriente (A)	400
Rango de Corriente no disruptiva (kA)	10
Formación de Corriente S/C (kA pico)	25
BIL (kV)	150
Presión de Gas SF ₆	2.0 kg/cm ² . G
Peso (Kg)	185
Año de fabricación	1995
Fabricante	Jin Kwang Corporation

3.1.1.3 Datos de placa del Interruptor

Nombre	Interruptor Tripolar Aislado en Gas SF ₆
Tipo	Sectos NXA
Numero de Fases	3
Rango de Voltaje (kV)	27
Nivel básico de aislamiento (BIL) (kV)	150
Valor de interrupción de corriente	
Continua y corriente de carga (A)	600
Corriente de corta duración (Asy) (kA)	16
Peso Lbs.	215
Presión de Gas SF ₆	7.5 Psig a 75 °F
Año de fabricación	1995
Fabricante	ABB Distribución

3.1.1.4 Interpretación de los datos de placa. La placa de un equipo es la tarjeta de presentación, en ella están condensados los datos y recomendaciones importantes e imprescindibles que deben tener en cuenta el instalador, el técnico, el ingeniero y cualquier persona que posea los conocimientos indispensables para operar dichos equipos. Adicionalmente se deben tener en cuenta las recomendaciones de las normas internacionales IEC y ANSI, concernientes al manejo y disposición de esta clase de equipos.

A continuación se da una breve explicación de estos datos:

- Tipo. Contiene letras o números o combinación de estos, indican el tipo de carcasa y de cualquier modificación de importancia en ésta.
- Número de fases. Indica la cantidad de polos para las que está diseñado el equipo, y las que debe tener el sistema para su conexión.
- Rango de voltaje. Valor de tensión para el cual esta diseñado el equipo.

- Rango de corriente. Indica el valor normal de corriente que puede circular a través de los contactos del equipo.
- Corriente de corta duración. Es el valor de corriente no disruptiva (que no afecta el aislamiento eléctrico del equipo), capaz de soportar en un instante de tiempo.
- Nivel de aislamiento básico (BIL). Es el valor de aislamiento que posee un equipo y que es capaz de soportar en un periodo de tiempo muy corto un impulso del tipo de onda de un rayo.
- Rango de frecuencia (Hertz). Es la frecuencia eléctrica (Hz) del sistema de suministro para el cual está diseñado el equipo.
- Presión de gas SF₆. Es el valor de presión para el cual debe ser llenado el equipo.
- Volumen de aceite. Es la cantidad de refrigerante o dieléctrico, que debe ser utilizado para llenar el tanque del equipo.
- Peso. Medida que debe tenerse en cuenta a la hora de transportar e instalar el equipo.

3.1.2 Descripción de las actividades de Mantenimiento. Contiene las actividades de mantenimiento que se deben realizar con cada equipo, con la finalidad de eliminar o disminuir los problemas más frecuentes que provocan la paralización imprevista de una o varias máquinas.

Estas actividades se obtienen de los manuales de los fabricantes, de la experiencia de los trabajadores y demás. Tiene una duración anual o bienal según se vaya comprobando su grado de eficiencia.

En el anexo se muestra la descripción de actividades para el mantenimiento de los tres diferentes equipos de flexibilidad utilizados por Emcali.

La frecuencia de trabajo describe la periodicidad con que se deben realizar dichas actividades. Para esto se adopta la simbología con la que se suelen representar los periodos de intervención:

- H: Actividad que se desarrolla cada hora.
- D: Actividad que se desarrolla diariamente.
- S: Actividad que se desarrolla semanalmente.
- Q: Actividad que se desarrolla quincenalmente.
- M: Actividad que se desarrolla mensualmente.
- 2M: Actividad que se desarrolla cada dos meses.
- 3M: Actividad que se desarrolla cada tres meses.
- 6M: Actividad que se desarrolla cada seis meses.

- A: Actividad que se desarrolla anualmente.
3A: Actividad que se desarrolla cada tres años.

3.1.3 Fichas de trabajo. Para que el programa de mantenimiento cumpla las actividades, se debe elaborar fichas de trabajo que contemplen las órdenes, los materiales y repuestos, para finalmente reportar y hacer un historial de los equipos. Esto servirá para retroalimentar el programa de mantenimiento. Entre los principales tipos de fichas están los siguientes:

3.1.3.1 Orden de trabajo. Esta orden será solicitada por el jefe de turno y aprobada por el encargado de mantenimiento. Debe tenerse en cuenta que ningún trabajo podrá iniciarse sin la respectiva orden y sin que las condiciones requeridas para dicha labor hayan sido verificadas personalmente por el encargado (ver anexo 6). Para esto se debe tener en cuenta la siguiente jerarquía:

- Emergencia. Son aquellos trabajos que atañen a la seguridad del sistema, averías que significan grandes pérdidas de dinero o que pueden ocasionar grandes daños a otras unidades. Estos trabajos deben iniciarse de forma inmediata y ser ejecutados de forma continua hasta su completa finalización. Pueden tomar horas extra.
- Urgente. Son trabajos en los que debe intervenir lo antes posible, en el plazo de 24 a 48 horas después de solicitada la orden. Este tipo de trabajos sigue el procedimiento normal de programación. No requiere sobretiempos.
- Normal. Son trabajos rutinarios cuya iniciación es tres días después de solicitada la orden de trabajo, pero pueden iniciarse antes, siempre que exista la disponibilidad de recursos. Sigue un procedimiento normal de programación.
- Permanente. Son trabajos que pueden esperar un buen tiempo, sin dar lugar a convertirse en críticos. Su límite de iniciación es dos semanas después de haberse solicitado la orden de trabajo. Sigue la programación normal y puede ser atendido en forma cronológica de acuerdo con lo programado.

3.1.3.2 Solicitud de repuestos y materiales. Para proveer de materiales y repuestos al personal de mantenimiento, se elabora una ficha denominada “Solicitud de repuestos y materiales”, donde se solicitan a estos insumos.

Esta ficha servirá para llevar un control adecuado de repuestos y materiales. Va acompañada de la orden de trabajo (ver anexo 7).

3.1.3.3 Historial del equipo. Después de intervenir cada equipo, se registra en la ficha “Historial del equipo” la fecha, los servicios y reposiciones realizadas, los materiales usados, etcétera (ver anexo 8).

3.1.4 Manual de mantenimiento. Son instrucciones organizadas, redactadas a partir de los manuales, información técnica, etcétera, de los proveedores y fabricantes, donde se indica el procedimiento correcto y los pasos que se deben seguir para realizar un adecuado mantenimiento de los equipos.

3.1.5 Evaluación. En esta actividad se emplean datos históricos para predecir el futuro, teniendo en cuenta que sin una evaluación, cualquier sistema de mantenimiento tiende a fracasar. Para la evaluación, se analizan los datos o la información contenida en las fichas de trabajo.

Esta evaluación hace posible lo siguiente:

- ajustar el programa y mantener actualizados los manuales de mantenimiento;
- analizar los trabajos realizados y los materiales empleados a fin de determinar los costos de mantenimiento, para efectos de programación y control del presupuesto;
- determinar los costos que demanda la gestión administrativa del almacenamiento, adquisición y uso de los repuestos, e
- informar a los demás sobre lo que se ha realizado y lo que se pretende realizar.

4. ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

4.1 BASE DE DATOS

Para la elaboración de este proyecto se vio la necesidad de elaborar una base de datos donde se pudiera tener un inventario adecuado, llevar un control de los respectivos ajustes y contar con la ubicación exacta de todos los equipos de flexibilidad utilizados por Emcali, ya con esta información se puede tener una cifra exacta de todos los equipos que necesitan mantenimiento para poder continuar con la labor para la que fueron diseñados.

Esta diseñada bajo el lenguaje de programación de Visual, utilizando un programa creado por la compañía Microsoft llamado **Access**.

Este programa orientado para la creación de base de datos, proporciona todas las herramientas necesarias para administrar datos, organizar tablas y ejecutar consultas, integrado a programar una paliación para la administración de datos manejados por el usuario.

Es de gran importancia, ya que representa el esqueleto del programa. Aquí se almacena toda la información necesaria para el manejo de datos y ejecución de tablas, normalmente relacionadas entre si mediante campos comunes.

A continuación se presenta las diferentes partes que conforman la base de datos del Programa de Mantenimiento Preventivo:

- Menú Principal
- Tablas
- Formularios
- Listado de equipos
- Ajustes en equipos

A continuación se ilustran las diferentes partes de la base de datos:

4.1.1 Menú Principal. Muestra los formularios para cada uno de los diferentes equipos de Flexibilidad como lo son: Seccionalizadores, Switches o Interruptores y Reconectores.

Cuando se oprime dando un clic sobre cada uno de los iconos mostrado en la siguiente ventana, se abre otra donde se muestran los diferentes Campos manejados en el formulario.

Figura 1. Menú principal.



4.1.2 Formulario de Seccionalizadores. En la figura 2 se observa en forma parcial la información relacionada con los seccionalizadores

Figura 2. Formulario de Seccionalizadores.

No Nodo	No Operación	Ajuste de Fase	Ajuste de Tierra	Tiempo Energiza	Tiempo
▶ 1000403		40	18	20	
* 1000403					

A continuación se indican todos los campos relacionados con el equipo:

- *Numero de Nodo.* Número utilizado para la ubicación del equipo en el terreno ya sea en planos o en el sistema.
- *Subestación.* Subestación de transformación eléctrica a la cual corresponde el equipo.
- *Circuito.* Circuito de distribución eléctrica al cual se ha asignado este equipo

- *Dirección.* Ubicación geográfica de los equipos.
- *Equipo serie y numero de caja de control.* Número característico de los Seccionalizadores utilizado en la parte de potencia y la parte de control.
- *Ajustes en Equipos.* Aquí se encuentran el número de identificación y todos los ajustes relacionados con el equipo para la coordinación y buen funcionamiento de este en el sistema. Estos ajustes son realizados por el equipo de Protección y Medidas del Departamento de Telecontrol de Emcali.

Estos ajustes son:

- Numero de operación
- Ajuste de la corriente de fase
- Ajuste de la corriente por tierra
- Tiempo de energización de fase en ciclos
- Tiempo de restricción de corriente Inrush (de Magnetización) en segundos
- Conteo
- Lectura de corriente por fase
- Estado del descargador de sobretensión
- Estado de conexión a tierra
- Tensión de la batería
- Tensión del cargador
- Numero de batería
- Fecha y hora de revisión
- Comentario

También se pueden observar todos estos datos de los Seccionalizadores en diferentes vistas como: diseño, formulario, hoja de datos, tabla dinámica y vista de grafico, donde se pueden ingresar fácilmente nuevos datos, se hace ubicando en la barra de herramientas el icono de Vista y dando clic en él (ver figura 3).

A continuación se despliegan varias opciones:

- *Vista Diseño:* es la vista de construcción donde aparecen las medidas y cuadrícula necesaria para diseñar tablas y formularios.
- *Vista Formulario:* es la vista que se ha ilustrado anteriormente para los Seccionalizadores, donde se muestran las tablas relacionadas y que es similar para los otros equipos.
- *Vista Hoja de Datos:* es la vista en forma de celdas como si fuera una hoja de cálculo de Excel y donde es recomendable ingresar los datos nuevos, siempre

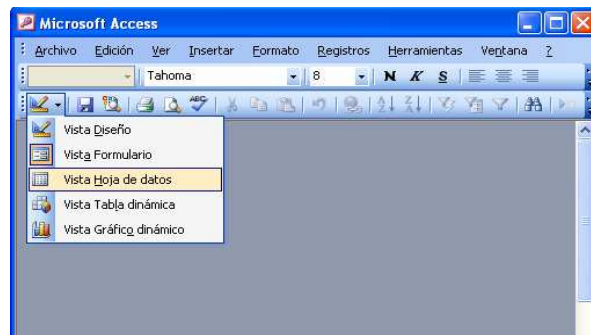
ingresando como primer dato el número de nodo del equipo, ya que este es la llave principal de tablas y formularios, de lo contrario no se puede continuar. Los equipos se ubican de acuerdo al número de nodo y aparece en forma ascendente ya que Access los acomoda automáticamente.

- *Vista Tabla Dinámica*: se utiliza para el diseño de tablas dinámicas basadas en los datos de los equipos.

- *Vista Grafico*: se utiliza para el diseño de gráficos basados en los datos de los equipos.

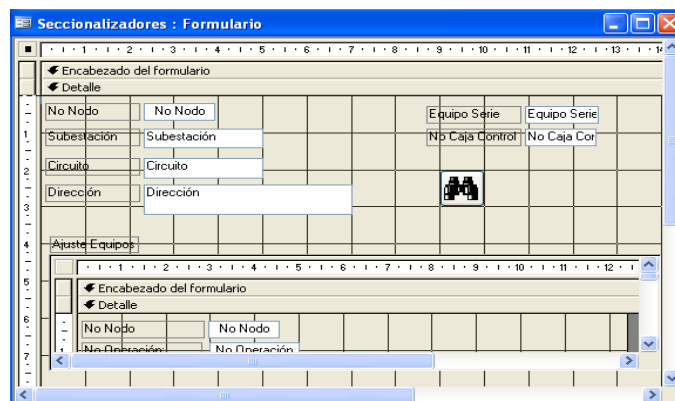
En la figura 3 se muestra el listado de las vistas mencionadas anteriormente.

Figura 3. Selección de vistas.



A continuación el grafico ilustra la vista de diseño

Figura 4. Formulario en vista de diseño.



- *Cuadro de herramientas*: utilizado para la elaboración de comandos, cuadros de texto y otras aplicaciones de los formularios en la vista de diseño que anteriormente se menciona.

Figura 5. Cuadro de herramientas.



A continuación la figura 6 ilustra la vista hoja de datos

Figura 6. Vista en hoja de datos.

Seccionalizadores				
	No Nodo	Subestación	Circuito	Dirección
+	1000408	Diesel II	Rio Cauca	Cra 29 CII 42
+	1004085	Sur	Cedro	Diag. 34 Clls. 6/7
+	1004638	San Antonio	San Fernando	Av. Roosev. Cra 28 / 2
+	1004930	San Antonio	San Fernando	Cra 27 CII 6
+	1005332	Sur	Bretaña	CII. 10 Cra. 32
+	1005359	Sur	Bretaña	CII.10 Cra.31A
+	1007637	Sur	Lido	CII.5C Cra. 43A/44
+	1008757	Diesel II	Aranjuez	CII 23 Cra 17F / 18
+	1010280	Sur	San judas	CII. 13 Cra 50
+	1011081	Melendez	S. Bolivar	Cra 50 CII 14
+	1011596	Diesel II	CII. 19	Cra 18 CII 15A
+	1011855	Diesel II	CII. 19	Cra. 17D/17F con CII. 1
+	1012151	Diesel II	CII. 19	CII 19 Cra 13/ 13A
+	1012541	Diesel II	CII. 19	CII 17 Cra 13A/14
+	1012649	Diesel II	CII. 19	Cra. 13 CII. 17
+	1017811	Diesel II	Aranjuez	Cra 23 CII 13
+	1017926	Diesel II	Aranjuez	CII 13 Cra 23
+	1018329	Diesel II	Acacias	Cra. 25 CII. 23
+	1019007	Diesel II	Acacias	Cra 25F /25 CII 23

4.1.3 Formulario de Switches o Interruptores. De igual manera el formulario de los interruptores contiene los campos asociados para la identificación del equipo.

- Numero de Nodo
- Circuito
- Subestación
- Dirección

4.1.4 Revisión de switches. Como su nombre lo indica en este formulario se muestra el estado del interruptor y se puede llevar un control de los accesorios que lo hacen funcionar correctamente.

Los campos utilizados son:

- Estado del Interruptor
- Estado de la batería
- Numero de la batería
- Estado de Pararrayos
- Estado de conexión a tierra
- Fecha de revisión
- Comentario

En la siguiente figura se muestra en forma parcial el formulario de los interruptores o switches.

Figura 7. Formulario de Interruptores.

The screenshot shows a software window titled "Switches". It contains several input fields for identifying a switch: "No Nodo" (1000195), "Subestación" (Diesel II), "Circuito" (Aguablanca), and "Dirección" (Diag 24 B Transv. 25). Below these fields is a table titled "Revisión Switches".

	No Nodo	Estado	Estado Batería	No Batería	Estado Pararrayos
▶	1000195	OK	OK		NO
*	1000195				

At the bottom of the window, there are two record navigation controls. The first one shows "Registro: 1 de 1" and the second one shows "Registro: 1 de 253".

4.1.5 Formulario de Reconectores. En este formulario se encuentran los datos de identificación de los Reconectores tal como lo ilustra la figura 8:

- Numero de Nodo
- Circuito
- Subestación
- Dirección

En la revisión de los Reconectores se realizan las anotaciones respecto al estado de las baterías y un comentario adicional que informa sobre el estado del equipo.

Figura 8. Formulario de Reconectores.

No Nodo	No Bateria	Tensión Bateria	Comentario
1002635			

Los ajustes relacionados con el funcionamiento, coordinación de aislamiento, mediciones y curvas de protección, se realizan utilizando el software llamado FXA para Reconectores controlados electrónicamente.

Con este programa se puede descargar el historial del equipo mediante un puerto serial ubicado en el panel frontal del control electrónico, y llevarlo a una computadora portátil para ser analizado posteriormente por el Ingeniero de Operación y control, con este programa se pueden realizar los ajustes necesarios ordenados por el departamento de Despacho que son debidos a un estudio de carga del sistema o que son originados por la creciente demanda en la que se ve sometida la infraestructura eléctrica.

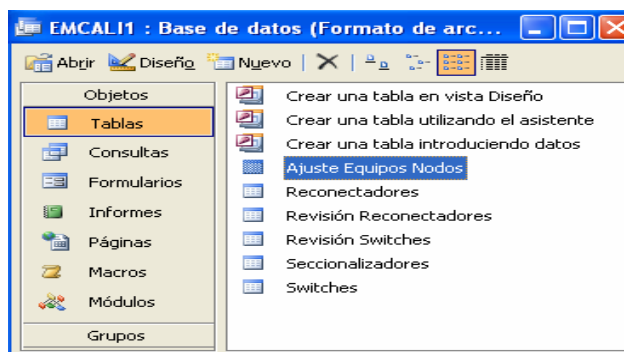
A continuación el listado de los ajustes comúnmente utilizados en el programa de configuración del Reconector:

- Ajustes de la corriente de Fase
- Ajustes de la corriente de Tierra
- Numero de operaciones de Recierre
- Tiempo entre cada operación de cierre
- Grupo de protección
- Curvas de corriente
- Relación de transformación de los Transformadores de corriente

Cuando se abre la base de datos inicialmente, a parte de salir el menú de inicio también se despliega un cuadro de dialogo utilizado para consultar tablas, formularios y realizar cambios en ellos, también se pueden realizar informes y consultas, pudiéndose escoger entre que datos se desean imprimir y cuales no.

A continuación se muestra la ventana con las diferentes opciones anteriormente dichas:

Figura 9. Ventana Base de Datos.



Por ejemplo para realizar un informe se procede en el siguiente orden:

Se le da clic en el cuadro anterior donde dice informes, a continuación se muestran dos opciones:

- Crear un informe en vista de diseño
- Crear un informe utilizando el asistente

Las dos opciones me llevan a crear un informe con los datos de los equipos que considere necesarios, la diferencia radica en que si trabajamos en vista de diseño hay que manejar el cuadro de herramientas que se ilustra anteriormente lo que se dificulta un poco, ya que tenemos que ir creando uno por uno todos los campos que deseamos en el informe.

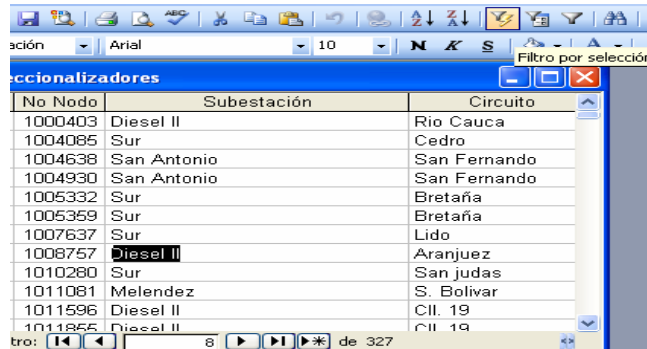
Lo más sencillo es crear el informe utilizando el asistente, ya que Access lo lleva de la mano para la realización de este, dando doble clic sale un cuadro donde podemos escoger las tablas y los campos disponibles teniendo en cuenta las necesidades del usuario, luego presionamos *siguiente* para escoger un nivel de agrupamiento de los campos, presionamos *siguiente* para elegir el orden de los registros ya sea en forma ascendente o descendente, *siguiente* para continuar y escoger la distribución que se desea en el informe como también la orientación de la página, por ultimo *siguiente* para aplicar el estilo y el título del informe.

También se puede filtrar información lo que es de gran ayuda a la hora de tener datos precisos, agrupar equipos por subestaciones, circuitos, sacar listados de equipos malos etc; todo depende de que tan clara sea la información almacenada en cada campo de las tablas.

Para tal fin sombreamos el campo que queremos filtrar en el formulario en *vista de hoja de datos*, se da clic en el icono llamado *filtro por selección* ubicado en

la barra de herramientas y así me mostrara un listado de todos los datos relacionados. La figura 10 ilustra el procedimiento.

Figura 10. Filtro por selección.



No Nodo	Subestación	Circuito
1000403	Diesel II	Rio Cauca
1004085	Sur	Cedro
1004638	San Antonio	San Fernando
1004930	San Antonio	San Fernando
1005332	Sur	Bretaña
1005359	Sur	Bretaña
1007637	Sur	Lido
1008757	Diesel II	Aranjuez
1010280	Sur	San Judas
1011081	Melendez	S. Bolivar
1011596	Diesel II	Cll. 19
1011855	Diesel II	Cll. 19

Ya con los datos filtrados se pueden imprimir. Para deshacer el filtro se da clic en el botón en forma de embudo ubicado al lado del filtro por selección, en la anterior figura se alcanza a observar dicho botón.

Cada vez que se realicen cambios ya sea para agregar o quitar datos se recomienda compactar y reparar la base de datos, ya que esta va aumentando su tamaño y ocupando mucho espacio en disco.

Se debe ubicar en la parte superior la opción *herramientas* darle clic, a continuación se despliegan varias opciones, dar clic en *utilidades de la base de datos* y luego en *compactar y reparar la base de datos*.

Después de realizar este proceso la base de datos entra a ocupar un espacio moderado y se alista para ser utilizada de nuevo.

5. RECONECTADOR DE VACÍO TIPO VWE

El Reconectador (Recloser) es un dispositivo autocontrolado que detecta las corrientes excesivas en el sistema de distribución e interrumpe el circuito para despejar las fallas. Se vuelve a conectar de modo automático si la falla es temporal. El reconectador hace varios intentos de despejar y volver a conectar la alimentación del circuito. Si la falla persiste, el reconectador se bloquea después de un cierto número de operaciones (usualmente tres o cuatro) y de esta forma aísla la sección con falla de la parte principal del sistema.

5.1 FUNCIONAMIENTO DEL RECONECTADOR

Las secuencias de disparo del reconectador pueden ajustarse para ser todas rápidas, todas con retardo o cualquier combinación hasta cuatro secuencias rápidas y con retardo.

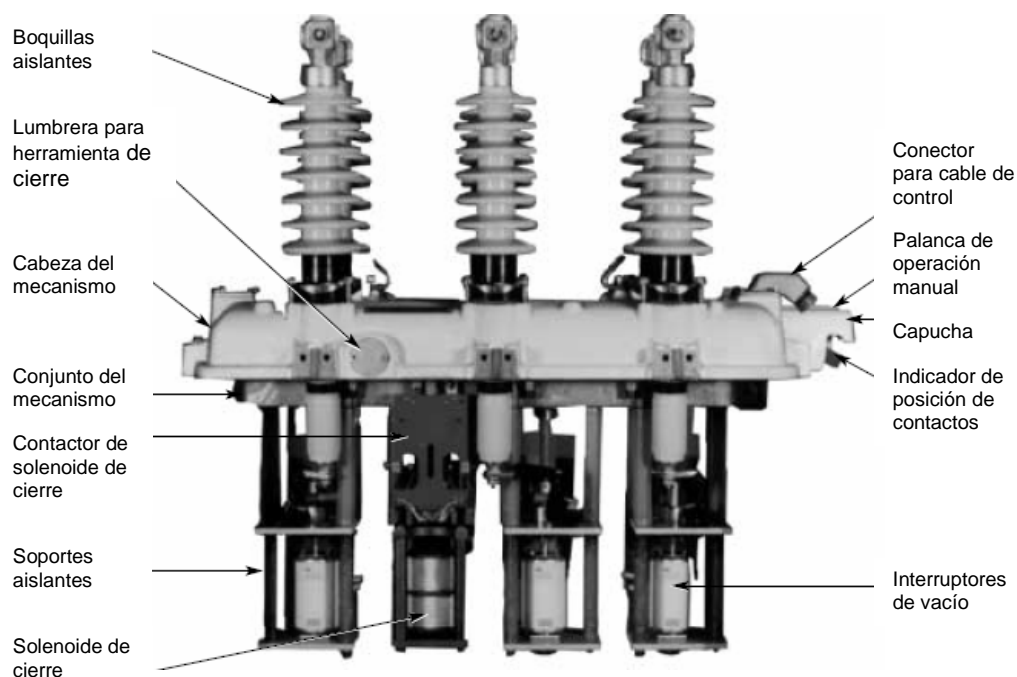
Las operaciones rápidas despejan las fallas temporales antes que puedan dañarse los fusibles de líneas derivadas. Las operaciones retardadas dan tiempo a que los dispositivos protectores existentes más adelante en la línea se disparen, permitiendo que las fallas permanentes queden confinadas en secciones pequeñas del sistema.

El control electrónico emite las señales que activan las funciones de disparo y cierre del reconectador. Si se detectan corrientes de falla mayores que el valor mínimo de disparo programado en una o más fases, una señal emitida por el control acciona un solenoide en el mecanismo accionador del reconectador para disparar los resortes de disparo y abrir los contactos del interruptor.

La energía para el cierre y la fuerza necesaria para cargar los resortes de disparo la suministra un solenoide de cierre alimentado por el voltaje de línea desde el lado fuente del reconectador. Una vez transcurrido el período de cierre programado, el control alimenta un solenoide giratorio en el mecanismo accionador que cierra el contactor del solenoide de cierre y así conecta la bobina de cierre a su fuente de alimentación.

En la figura 11 se describen las partes principales del reconectador automático de circuito trifásico.

Figura 11. Partes del Reconectador VWE.



Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6. USA, 1995. p. 4.

5.2 VALORES NOMINALES ELÉCTRICOS DEL RECONECTADOR VWE

Voltaje nominal del sistema (kV)	14.4
Voltaje máximo nominal (kV)	15.5
Nivel básico de aislamiento (BIL) (kV pico)	110
Voltaje no disruptivo a 60 Hz (kV) seco, un minuto	50
Húmedo, diez segundos	45
Máxima corriente continua nominal (A)	560
Corriente nominal de interrupción (A r.m.s simétricos)	12000

5.3 CICLO DE TRABAJO DEL RECONECTADOR

Tabla 2. Ciclo de trabajo.

% de valor de interrupción	Relación X/R	No. De operaciones de la unidad
15 - 20	4	88
45 - 55	8	112
90 - 100	15	<u>32</u>
		232

Fuente. Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6S. USA, 1995. p. 4.

5.4 FUNCIONAMIENTO DEL MECANISMO DEL RECONECTADOR

El mecanismo del reconectador ejecuta las operaciones de apertura y cierre de los contactos del interruptor al vacío en respuesta a las señales recibidas del control electrónico. La apertura de los contactos se inicia cuando se envía una señal eléctrica al solenoide de disparo, el cual desplaza la traba basculante para soltar los resortes de disparo cargados. El cierre de los contactos se inicia cuando se envía una señal eléctrica a un solenoide giratorio, el cual cierra el contactor de la bobina de cierre por medios mecánicos para energizar la bobina de cierre de alto voltaje, la cual cierra los interruptores al vacío y carga los resortes de disparo.

Cuando los contactos se cierran (Figura 12), los resortes de disparo están completamente extendidos y el mecanismo está en la posición de reposo (cerrado). Cuando se energiza el solenoide de disparo, su varilla desplaza la traba basculante para abrirla y permitir que los resortes de disparo desplacen la barra de contactos (Figura 13). Tan pronto se abre la traba basculante, los conjuntos de brazos de contactos giran sobre sus pivotes fijos y abren los contactos de los interruptores de modo instantáneo.

Durante el mismo movimiento, la palanca de disparo gira para cerrar la traba basculante. Este movimiento de la palanca de reposición también saca el émbolo de la bobina de cierre. Al llegar a este punto el mecanismo se encuentra en la posición abierta (disparado) (Figura 14).

Una señal enviada al solenoide giratorio cierra el contactor y energiza el solenoide de la bobina de cierre de alto voltaje. Conforme su émbolo se desplaza hacia el interior de la bobina, la palanca de reposición es tirada hacia abajo y trabada, los contactos de los interruptores se cierran y los resortes de cierre se extienden (se cargan) (Figura 15). El mecanismo entonces queda listo para ejecutar otra operación de apertura.

Figura 12. Contactos cerrados.

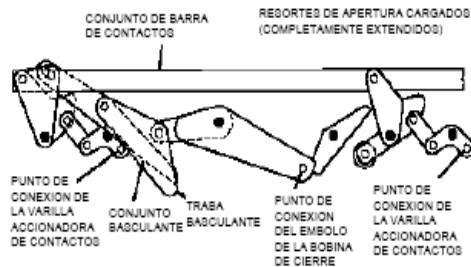


Figura 13. Resortes de disparo sueltos.

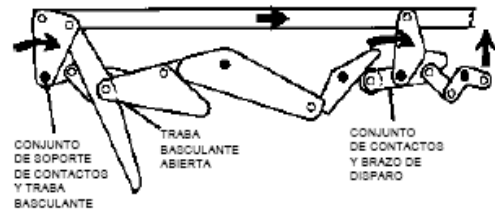
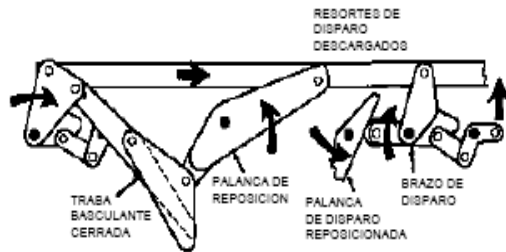


Figura 14. Contactos completamente abiertos. Figura 15. Contactos cerrados.



Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6S. USA, 1995. p. 5.

5.5 MANTENIMIENTO DEL RECONECTADOR COOPER TIPO VWE

5.5.1 Frecuencia del mantenimiento. Debido a que los reconectores se utilizan bajo condiciones de funcionamiento y climáticas que varían ampliamente, la mejor manera de determinar los intervalos de mantenimiento es a través de la experiencia adquirida por el usuario. Para asegurar el funcionamiento adecuado, dé mantenimiento a los reconectores cuando hayan cumplido el equivalente de un ciclo de trabajo nominal y antes de que su rigidez dieléctrica se haya deteriorado en exceso de los niveles admisibles.

Sin embargo, si el reconector no ha completado un ciclo de trabajo equivalente luego de transcurrir tres años, se recomienda efectuar una inspección externa, revisar el nivel de aceite y comprobar la rigidez dieléctrica del aceite al concluir dicho lapso.

También se recomienda enfáticamente sustituir los interruptores al vacío después de que el reconector haya ejecutado 7000 operaciones.

5.5.2 Actividades para cambio de Descargador de sobretensión averiado.

Dado que estos dispositivos son los encargados de proteger al equipo contra descargas o fallas en la línea, se van debilitando con el transcurso del tiempo hasta llegar a su pérdida total; por tal motivo es necesario efectuar revisiones que me indiquen sobre el estado de estos. En tal caso que se encuentren descargadores agrietados, partidos o quemados, se debe proceder de la siguiente manera para remplazarlos:

- Avisar al departamento de Despacho de la tarea a realizar.
- Disposición de herramientas y vehículo necesario para realizar la labor.
- Ubicación de Descargador defectuoso.
- Aterrizar sitio de trabajo.
- Desconectar Descargador perforado.
- Ubicar en sitio el Descargador nuevo.
- Desmontaje y montaje de los Descargadores.
- Efectuar conexiones, quitar pértigas de conexión a tierra e informar al jefe de Despacho que los trabajos fueron concluidos y que el personal se encuentra fuera de peligro, que se puede proceder a energizar la línea.

5.5.3 Inspección periódica y actividades de mantenimiento. La inspección de mantenimiento periódico efectuada al completarse un ciclo de trabajo equivalente debe incluir lo siguiente como mínimo:

Realice un puente para unir ambos lados de la línea, utilice para esto un interruptor auxiliar, y después retire el reconectador de servicio.

- Desconecte el cable de control del reconectador.

Inspeccione los componentes externos.

- Revise si hay boquillas rotas o agrietadas. Cambie los componentes según sea necesario.
- Busque raspaduras en la pintura y otros daños mecánicos. Pinte la unidad para evitar la corrosión.
- Observe la indicación del contador y anótela en el cuaderno de registro del control.

Efectúe una prueba de la resistencia dieléctrica para determinar el nivel de aislamiento del reconectador y la integridad del vacío de los interruptores.

Baje el tanque para dejar expuestos los componentes internos.

Nota: Asegúrese que el reconectador esté abierto (la palanca accionadora amarilla ubicada debajo de la capucha movida hacia abajo) antes de bajar el

tanque para evitar que el mecanismo se dispare accidentalmente mientras está fuera del aceite.

- Fije las poleas del mecanismo de molinete de levante al tanque del reconectador y quite el huelgo del molinete.
- Saque los diez pernos que fijan el tanque a la pieza fundida de la cabeza y baje el tanque cuidadosamente.

Limpie todos los componentes internos.

- Quite todos los residuos de carbono limpiando con un trapo limpio y sin pelusa.

Nota: Aunque la interrupción de la corriente ocurre en una cámara sellada al vacío, el contactor del solenoide de cierre funciona sumergido en aceite y produce depósitos de carbono.

- Enjuague el mecanismo con aceite para transformadores limpio.

Revise la erosión de los contactos de los interruptores al vacío.

- Ubique la marca que se encuentra en la varilla de contactos móviles en la parte superior del interruptor.
- Si la marca queda debajo de la parte superior de la guía fenólica cuando se cierra el interruptor, éste ha llegado al final de su vida útil y será necesario reemplazarlo.

Revise los componentes de circuito conectados a la cabeza del reconectador, al bastidor y al mecanismo accionador.

- Compruebe la condición del alambrado conectado a la regleta de bornes y asegúrese que todas las conexiones estén bien apretadas.
- Asegúrese que el solenoide giratorio y el solenoide de disparo estén bien instalados en el bastidor del reconectador.
- Compruebe que los dos interruptores de mercurio estén firmemente sujetos en su lugar con las tiras de montaje de nylon.
- Revise la condición del micro interruptor montado sobre el eje principal.
- Revise la condición de los transformadores de corriente de boquillas y su alambrado correspondiente.
- Revise el receptáculo del cable de control.

Revise la rigidez dieléctrica del aceite aislante.

- Una muestra de aceite tomada del fondo del tanque deberá tener una rigidez dieléctrica no menor que 22 kV rms.

- Si la rigidez dieléctrica es baja, esto indica la presencia de agua o depósitos de carbono en el aceite. Cambie el aceite según sea necesario.

De ser necesario cambiar el aceite:

- Vacíe el tanque y limpie a fondo todo el fango y depósitos de carbono del mismo.
- Llene el tanque con aceite aislante limpio y fresco hasta que su nivel llegue a 57 mm (2-1/4 pulg) por debajo de la parte superior de la brida del tanque. La capacidad del tanque es de aproximadamente 200L (53 gal).

Limpie y examine la empaquetadura de la cabeza. Cámbiela si tiene roturas, cortes, daños o si ha sido deformada de modo permanente.

Limpie el asiento de la empaquetadura de la cabeza y vuelva a colocar el reconector en el tanque.

- Mueva la palanca accionadora amarilla que está debajo de la capucha a la posición hacia arriba para evitar las interferencias al levantar el tanque.
- Vuelva a colocar los pernos de la cabeza y apriételos a 47-75 Nm (35-55 lb-pie). Aplique la fuerza de apriete a cada perno de manera gradual y uniforme, alternando entre un perno y otro, hasta obtener una presión de sellado uniformemente distribuida sobre la empaquetadura.

Nota: Los reconectores con número de serie anteriores a 1340 requieren que se efectúe el procedimiento de sellado de roscas dado a continuación para evitar la entrada de humedad en el tanque por las roscas de los pernos de la cabeza.

- Antes de reinstalar los pernos de la cabeza, aplique una cantidad abundante de una pasta selladora maleable y no endurecedora, a la punta de cada perno. Cubra las primeras cuatro roscas completamente.
- Al instalar el perno, un pequeño cordón del material (teniendo la apariencia de anillo "O") deberá quedar en la parte superior de la brida del tanque. Aplique la pasta selladora cada vez que se saquen y se vuelvan a instalar los pernos de la cabeza.

Revise el nivel de aceite con la varilla de medición de la cabeza y añada aceite hasta que el nivel llegue a la línea superior de la varilla.

Nota: Si el reconector tiene una mirilla de aceite, el nivel de aceite deberá estar por encima de la ventanilla de la mirilla. Si la superficie del aceite es

visible en la ventanilla, añada aceite para elevar el nivel hasta la línea superior de la varilla de medición.

Repita la prueba de rigidez dieléctrica de alto voltaje para asegurarse que las separaciones dieléctricas en el interior del tanque no han sufrido perjuicios.

5.5.4 Prueba del nivel de resistencia del aislamiento. Estas pruebas de resistencia a potenciales eléctricos altos proporcionan información en cuanto a la condición del dieléctrico del reconector y la integridad del vacío de sus interruptores. Las pruebas se ejecutan a 75% del voltaje no disruptivo nominal de baja frecuencia (37,5 kV para el VWE).

Prueba 1: Proceda de la siguiente manera:

- Cierre los contactos principales del reconector manualmente como se describe a continuación:

Para cerrar el reconector con el mecanismo sumergido en aceite:

- Quite la empaquetadura y la tapa de la abertura para la herramienta de cierre manual del costado de la pieza fundida de la cabeza. (Consulte la figura. para la ubicación.)
- Inserte la herramienta de cierre en T KA90R (provista como accesorio) en su lumbrera correspondiente (Figura 16) y engánchela en el pasador del eje de cierre.
- Mueva la palanca accionadora amarilla ubicada debajo de la capucha hacia arriba para reposicionar el mecanismo.
- Gire la herramienta de cierre un cuarto de vuelta en sentido horario para cerrar los contactos principales.

Figura 16. Cierre manual del Reconector usando la herramienta KA90R.



Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6. USA, 1995. p. 9.

Para cerrar el reconectador con el mecanismo fuera del aceite:

- Si el mecanismo todavía está montado en la cabeza, utilice el procedimiento para un reconectador en su tanque (Mecanismo en aceite) previamente descrito.
- Si se ha retirado el mecanismo de la cabeza, gire el eje de disparo / reposición (figura 17) con un par de alicates de puntas de aguja para reposicionar el mecanismo y luego use la herramienta de cierre para girar el eje de cierre en sentido horario y cerrar los contactos principales.

Figura 17. Ubicación del eje de disparo/reposición.



Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6. USA, 1995. p. 10.

- Conecte el tanque y la cabeza del reconectador a tierra.
- Conecte las tres boquillas del lado de la fuente (1, 3, 5) entre sí.
- Aplique el voltaje de prueba apropiado a las boquillas del lado de la fuente.
- El reconectador deberá resistir el voltaje de prueba por 60 segundos.

Prueba 2: Proceda de la siguiente manera:

- Cierre los contactos principales del reconectador manualmente como se dijo anteriormente.
- Conecte el tanque y la cabeza del reconectador a tierra.
- Conecte la fase A (boquilla 2) y la fase C (boquilla 6) a tierra.
- Aplique el voltaje de prueba apropiado a la fase B (boquilla 3).
- El reconectador deberá resistir el voltaje de prueba por 60 segundos.

Prueba 3: Proceda de la siguiente manera:

- Abra los contactos principales del reconectador como se describe a continuación:

Para abrir el reconectador con el mecanismo sumergido en aceite:

- Tire de la palanca accionadora amarilla hacia abajo para disparar el reconectador.

Para abrir el reconectador con el mecanismo fuera del aceite:

- Utilice la herramienta de cierre en T para girar el eje de cierre en sentido horario y sosténgala contra su tope.
- Mueva la palanca de disparo hacia la derecha para soltarla (figura 18).
- Luego permita que la herramienta de cierre gire lentamente en sentido contra horario para abrir los contactos principales.

Nota: Este procedimiento requiere de dos personas; una para accionar la herramienta de cierre y la otra para accionar la palanca de disparo.

Figura 18. Palanca accionadora que suelta el mecanismo.



Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6. USA, 1995. p. 10.

- Conecte el tanque y la cabeza del reconectador a tierra.
- Conecte las tres boquillas del lado de la carga (2, 4, 6) entre sí y a tierra.
- Conecte las tres boquillas del lado de la fuente (1, 3, 5) entre sí.
- Aplique el voltaje de prueba apropiado a las boquillas del lado de la fuente.
- El reconectador deberá resistir el voltaje de prueba por 60 segundos.
- Invierta las conexiones: conecte las boquillas del lado de la fuente (1, 3, 5) a tierra; aplique el voltaje de prueba a las boquillas del lado de la carga (2, 4, 6) por 60 segundos.
- El reconectador deberá resistir el voltaje de prueba por 60 segundos.

Resultados de la prueba:

Estas pruebas de resistencia a potenciales eléctricos altos proporcionan información en cuanto a la condición del dieléctrico del reconectador y la integridad del vacío de sus interruptores.

- Si el reconectador pasa las pruebas de contactos cerrados (Pruebas 1 y 2) pero no pasa la prueba de contactos abiertos (Prueba 3), probablemente se debe al deterioro del vacío en uno o más interruptores. Repita la prueba en cada interruptor al vacío de modo individual para determinar la fase o fases averiadas y sustituya el o los interruptores. Repita la prueba para confirmar que la reparación ha sido exitosa.
- Si el reconectador no pasa las pruebas de contactos cerrados (Pruebas 1 y 2), esto probablemente se debe a una reducción en la separación eléctrica o a la falla del aislamiento. Después de corregir la causa, repita la prueba para confirmar que la reparación ha sido exitosa.

5.5.5 Condición del Aceite Dieléctrico. El aceite proporciona la barrera aislante interna entre las fases y entre las fases y tierra y el mismo debe cambiarse antes de que su rigidez dieléctrica se deteriore más allá de los niveles de funcionamiento seguro. Cambie el aceite si su rigidez dieléctrica es menor que 22 kV.

Siempre filtre el aceite nuevo antes de usarlo, aun cuando el mismo se haya obtenido a través de una fuente aprobada. Si se hace pasar el aceite a través de una prensa secante, se extrae del mismo el agua libre y contaminantes sólidos tales como la herrumbre, el polvo y la pelusa. Al filtrar el aceite, mantenga la aireación a un mínimo para evitar que la humedad presente en el aire se condense en el aceite y reduzca su rigidez dieléctrica.

El aceite viejo deberá ser reacondicionado antes de poder volverlo a usar. Mediante un proceso de filtrado se puede extraer el agua absorbida y libre y otros contaminantes hasta elevar la rigidez dieléctrica a un nivel aceptable. Sin embargo, el filtrado no siempre extrae los contaminantes absorbentes de agua, en cuyo caso la rigidez dieléctrica del aceite podría disminuir rápidamente luego de volver a poner la unidad en servicio. Por lo tanto, el reconectador debe llenarse con aceite nuevo o aceite reacondicionado hasta dejarlo como nuevo.

El aceite usado en estos reconectores satisface la norma ASTM D3487, tipo I; los límites de sus propiedades se indican en la tabla 3.

Tabla 3. Características del aceite dieléctrico.

Característica	Valor admisible	Norma de prueba de ASTM*
Color	0,5 máx. (cromómetro de ASTM)	D1500
Reacción	Neutra	
Nº neutralización	0,03 mg KOH/g máx.	D974
Azufre corrosivo	No corrosivo	D1275
Nº de emulsión de vapor	25 segundos máx.	D1935
Temperatura de inflamación	145°C mín.	D92
Temperatura de ignición	160°C mín.	D92
Punto de fluidez	-40°C máx.	D97
Viscosidad máx. cST (SUS) a		D445, D88
100°C	3,0 (36)	
40°C	12,0 (66)	
0°C	76,0 (350)	
Gravedad específica a 15°C	0,91 g/cc máx.	D1298
Coefficiente de expansión (de 25 a 100°C)	0,0007 a 0,0008	D1903
Tensión interfacial	40 dyn/cm mín.	D971
Constante dieléctrica	2,2 - 2,3	D924
Rigidez dieléctrica	30 kV mín.	D877, D1816
Contenido de agua (según prueba de Karl Fischer)	35 ppm	D1533
Contenido de PCB	Ninguna cantidad detectable	D3304
Peso	0,9 kg/litro 7,5 lb/gal	

Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6. USA, 1995. p. 12.

5.5.6 Boquillas aislantes. El mantenimiento de las boquillas aislantes generalmente consiste en una limpieza a fondo y una inspección minuciosa en busca de picaduras, agrietaciones u otros daños mecánicos como parte del procedimiento de mantenimiento periódico. Siempre se deben sustituir las boquillas cuando se descubren daños.

5.5.6.1 Boquillas en unidades tipo VWE. Una boquilla aislante dañada puede reemplazarse con el reconector ya sea en su tanque o fuera del mismo, dependiendo del tipo de daño sufrido.

- Si la porcelana de la boquilla se pica accidentalmente durante la instalación del reconector, y es evidente que no existen otros daños, se puede reemplazar la porcelana solamente sin necesidad de sacar el reconector de su tanque.
- Si la boquilla ha sufrido daños mientras estaba en servicio o en almacenamiento, será necesario sacar el reconector de su tanque. Agua u otros contaminantes podrían haber entrado en el tanque (someta el aceite a prueba), el conductor de la boquilla podría estar dañado (mecánicamente o por descarga disruptiva) o pedazos de porcelana podrían haber caído en el interior del tanque.

5.5.6.2 Reemplazo de la porcelana de una boquilla con el reconector en el tanque

Consulte la figura 19 y proceda de la manera siguiente:

- Desenrosque el borne de la boquilla y bote la empaquetadura del borne.
- Quite los tres pernos de cabeza hexagonal y abrazaderas que fijan la boquilla a la cabeza y levante la porcelana para quitarla.
- Quite y bote la empaquetadura inferior de la boquilla.
- Gire el anillo fijador dividido de aluminio para quitarlo de la porcelana. Si está en buenas condiciones, instálelo en la porcelana nueva. Cambie el anillo por uno nuevo si está dañado.

Nota: El anillo fijador amortigua y distribuye la presión entre la porcelana y las abrazaderas. NO LO OMITA.

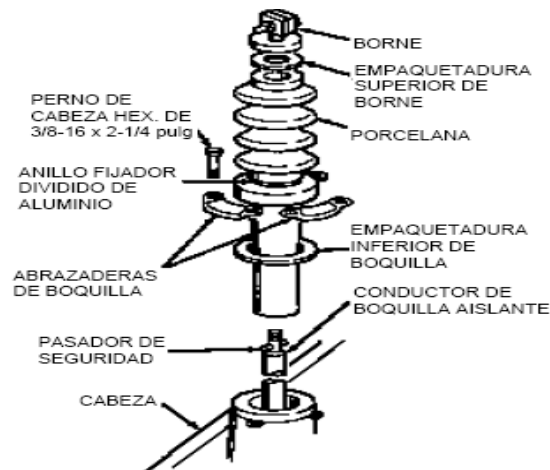
- Utilice una empaquetadura nueva e instale la porcelana nueva en la varilla de la boquilla e insértela en la cabeza. Asegúrese que el pasador hueco del extremo de la varilla quede asentado en la ranura fijadora de la parte superior de la porcelana.
- Coloque el anillo fijador con la división centrada entre los dos pernos sujetadores.
- Fije la boquilla a la pieza fundida de la cabeza con las abrazaderas. Apriete los pernos sujetadores de manera uniforme, poco a poco, hasta un valor de apriete de 14-20 Nm (10-15 lb-pie).

Nota: Aplique la fuerza de sujeción de modo gradual y uniforme a cada perno, alternando el apriete entre un perno y otro. Esto da por resultado una presión de sellado uniformemente distribuida sobre la empaquetadura.

- Coloque el borne en la varilla de la boquilla usando una empaquetadura nueva y apriételo a 47 Nm (35 lb-pie).

Nota: Aplique una capa muy liviana de vaselina a la superficie interior del borne antes de colocar el borne en la varilla de la boquilla aislante.

Figura 19. Reemplazo de la boquilla con el reconector en el tanque.



Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6. USA, 1995. p. 13.

5.5.6.3 Reemplazo de la boquilla con el reconector fuera del tanque

Consulte la figura 20 y proceda de la manera siguiente:

- Desconecte el conductor de la boquilla aislante del extremo inferior de la varilla de la boquilla.
- Quite los tres pernos de cabeza hexagonal y abrazaderas que fijan la boquilla a la cabeza y levante todo el conjunto de la boquilla para quitarlo.
- Quite y bote la empaquetadura inferior de la boquilla.

Dependiendo del grado de los daños, se puede reemplazar todo el conjunto de la boquilla, o se puede sustituir la porcelana de la boquilla solamente. En caso de sustituirse la porcelana solamente, proceda de la manera siguiente:

- Desenrosque el borne de boquilla y saque la varilla del extremo inferior de la porcelana. Bote la empaquetadura del borne.
- Inserte el conjunto de la varilla completamente en la porcelana nueva, asegurándose que el pasador hueco quede asentado en la ranura fijadora ubicada en la parte superior del buje.
- Coloque el borne en la varilla de la boquilla usando una empaquetadura nueva; apriételo a 47 Nm (35 lb-pie).

Nota: Aplique una capa muy liviana de vaselina a la superficie interior del borne antes de colocar el borne en la varilla de la boquilla aislante.

- Gire el anillo fijador dividido de aluminio para quitarlo de la boquilla vieja e instálelo en la boquilla nueva, si el anillo está en buenas condiciones; cambie el anillo si está dañado.

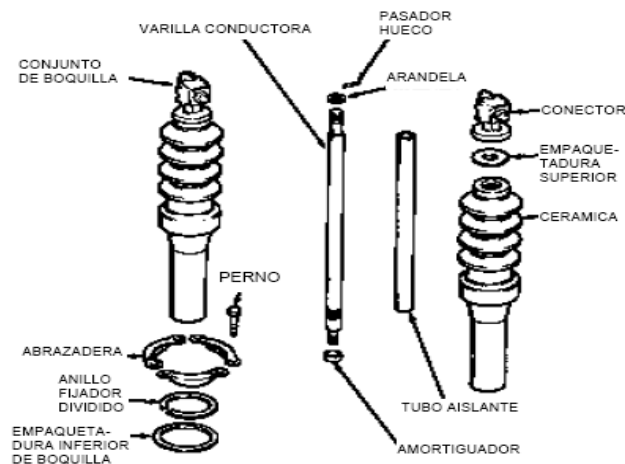
Nota: El anillo fijador amortigua y distribuye la presión entre la porcelana y las abrazaderas. NO LO OMITA.

- Instale el conjunto de la boquilla (nueva o reacondicionada) en la cabeza con una empaquetadura inferior nueva. Coloque la boquilla de manera que el extremo del espárrago del borne quede hacia afuera.
- Coloque el anillo fijador con la división centrada entre los dos pernos sujetadores.
- Fije la boquilla a la pieza fundida de la cabeza. Apriete los pernos sujetadores de manera uniforme, poco a poco, hasta un valor de apriete de 14-20 Nm (10-15 lb-pie).

NOTA: Aplique la fuerza de sujeción de modo gradual y uniforme a cada perno, alternando el apriete entre un perno y otro. Esto da por resultado una presión de sellado uniformemente distribuida sobre la empaquetadura.

- Vuelva a conectar el conductor a la varilla de la boquilla aislante.

Figura 20. Componentes de boquillas del reconector VWE.



Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6. USA, 1995. p. 14.

5.5.7 Interruptores al vacío. Los interruptores al vacío deben sustituirse cuando:

- Pierden su vacío, lo cual se manifiesta porque la unidad falla al aplicar la prueba de voltaje no disruptivo de baja frecuencia en sus contactos abiertos;
- Los contactos del interruptor se han desgastado al punto de quedar inútiles, lo cual se manifiesta por la posición de la marca en la varilla de contactos móviles; o
- Los interruptores han completado los 7000 ciclos de funcionamiento de su vida útil.

Para reemplazar un interruptor, consulte la (figura 21) y proceda de la manera siguiente:

- Asegúrese que los contactos del reconectador estén abiertos; se ha tirado hacia abajo la palanca accionadora manual amarilla ubicada debajo de la capucha.
- Corte las tres tiras de amarre de nylon que fijan la barrera aislante vertical y quite la barrera.
- Afloje y quite la abrazadera superior del interruptor. Al aflojar la abrazadera, la presión atmosférica aplicada sobre el fuelle hará que la varilla de contactos descienda hacia el interior del interruptor. Este movimiento puede verificarse observando la posición de la marca en la varilla de contactos. Se moverá hacia abajo hasta la posición justo arriba o justo debajo del disco de fibra ubicado en la parte superior del interruptor.

Nota: Si la varilla de contactos no se mueve, el interruptor podría haber perdido su vacío, o la varilla de contactos podría haberse atorado con los dedos fijadores del conjunto de la varilla de contactos. Utilice un destornillador para separar suavemente los dedos fijadores para liberar la varilla.

- Desconecte el conductor de la boquilla aislante del conjunto de la placa de contacto inferior.
- Afloje y quite la abrazadera inferior del interruptor.
- Quite la tornillería que fija la placa de contacto inferior a los tres largueros verticales y quite la placa de contacto y el interruptor al vacío.
- Instale un interruptor al vacío nuevo en los dedos fijadores de la varilla accionadora de contactos y en la placa de contacto inferior y fije la placa a los largueros.

Nota: En el lado del larguero sencillo, un espaciador colocado en el espárrago del larguero proporciona una separación de 1,6 mm (1/16 pulg) entre la placa de contacto y la arandela plana y contratuerca de fijación cuando se abren los contactos del interruptor. Esta separación es intencional.

- Cierre el reconectador manualmente.

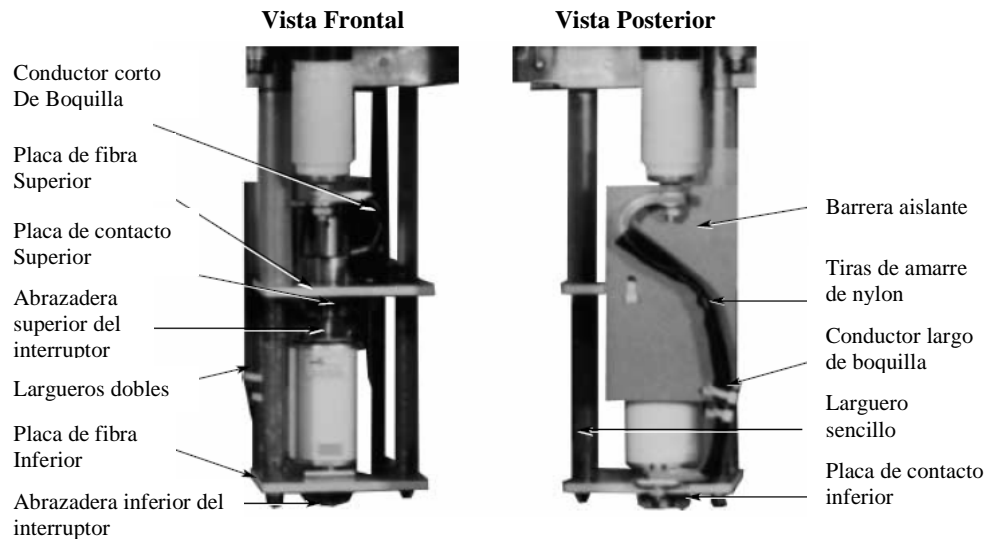
- Cubra las roscas de las abrazaderas del interruptor y sus tornillos de fijación con una película de aceite para transformadores e instale las abrazaderas superior e inferior, pero no las apriete.
- Coloque las abrazaderas superior e inferior justo debajo del reborde en los conectores de intercambio de corriente de manera que la fuerza de sujeción se aplique sobre su parte central, como se muestra en la figura 22.
- Gire el interruptor de manera que una de las tuercas hexagonales en la parte superior del interruptor quede centrada directamente debajo de la separación en un lado de la abrazadera superior. Consulte la figura 22.
- Apriete los tornillos de cada abrazadera del interruptor de modo uniforme a un valor de 8,5 Nm (75 lb-pulg).

Nota: Las abrazaderas deben estar apretadas para evitar el movimiento de las varillas de contactos del interruptor en sus conectores de intercambio de corriente.

- Vuelva a conectar el conductor de la boquilla aislante a la placa de contacto inferior.
- Vuelva a instalar la placa de barrera aislante vertical entre el conductor largo de la boquilla y el mecanismo. Coloque la placa y fíjela con un hilo de algodón para amarrar bobinas, o con un hilo de algodón similar. Envuelva el hilo bien tensado en cada punto de amarre dándole tres o cuatro vueltas, anudándolo y cortando sus extremos a aproximadamente 6 mm (1/4 pulg) del nudo. El aplicar una gota de pegamento Pliobond en los extremos sueltos del nudo evita que el hilo se deshilache. Las dos tiras de amarre que fijan la barrera al larguero vertical también deberán rodear y fijar el conductor de la boquilla.
- Cierre y dispare el reconectador manualmente varias veces para comprobar el funcionamiento del interruptor.

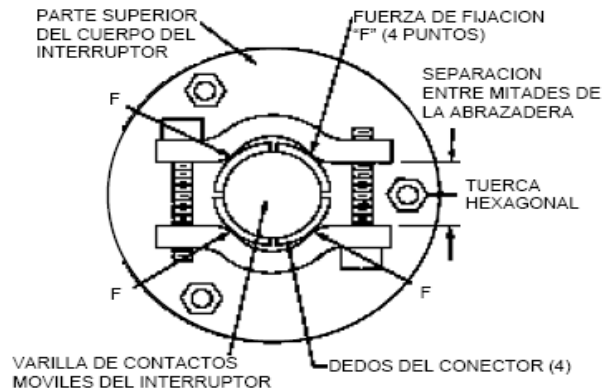
Nota: El movimiento de los contactos puede verificarse observando el desplazamiento de la marca en la varilla de contactos superior del interruptor. Cuando el reconectador se abre, la marca estará aproximadamente a 40 mm (5/8 pulg) por encima del disco de fibra; al cerrarse la marca se desplazará 13 mm (1/2 pulg) hacia abajo.

Figura 21. Partes del interruptor de Vacío.



Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6. USA, 1995. p. 16.

Figura 22. Orientación del interruptor y la abrazadera.



Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6. USA, 1995. p. 17.

5.5.8 Vida de contactos del Interruptor de Vacío. Cabe mencionar que una de las grandes preocupaciones que cae sobre un reconectador tiene que ver con la cantidad de tiempo que los contactos son capaces de interrumpir la corriente de la falla. Mientras se consideran muchas variables, una medida importante es la cantidad de uso que pueden tener los contactos. Ciertas tecnologías, como los interruptores de vacío y específicamente interruptores de vacío de campo magnético - axial han aumentado drásticamente la vida

disponible del interruptor, En respuesta a esto los fabricantes del interruptor de vacío han comenzado varios métodos de probar esta vida, estos métodos entran en varias categorías:

- *Vida Mecánica*: el número de operaciones sin carga que el mecanismo y los contactos pueden operar sin el debido uso. Esto es típicamente por el orden de 10000 operaciones. Sin embargo no hay una corriente fluyendo a través de los contactos en ese momento, así que la única carga es completamente mecánica.

- *Vida mecánica con Voltaje AC*: similar a (A), pero con alguna cantidad de Voltaje AC (típicamente el rango de Voltaje es 15 a 38 kV, o un correspondiente voltaje AC resistente cerca de 50 a 70 kV), sobre los contactos. Esto se hace usualmente como un diagnostico, si el dispositivo deja de resistir el voltaje, entonces ha perdido vacío. El número de operaciones es aún típicamente por el orden de 10000. Sin embargo, es usualmente un resistor limitador de corriente, por lo tanto la cantidad de corriente que circula por el dispositivo es despreciable.

- *Interrupción con corriente de carga*: los contactos son abiertos y cerrados con un voltaje AC y alguna corriente circulando, pero la corriente es limitada para niveles de corriente de carga de (400 a 800 A). El numero de operaciones es menor que antes, cerca de 2500 operaciones. Algunas veces una prueba similar es realizada para un ciclo de trabajo, donde son usados diferentes porcentajes de rangos de corriente. Sin embargo, estos porcentajes están basados sin corriente de carga en lugar de los niveles de corriente de falla. Entonces el número de operaciones puede ser mayor, alrededor de 4000.

- *Interrupción con corriente de falla*: los contactos son abiertos y cerrados con un voltaje AC y alguna corriente circulando. Típicamente. Un ciclo de trabajo es seguido, como especifica la norma ANSI Standard C37.60.

5.5.9 Ciclo de trabajo para el Interruptor de Vacío. Una típica operación de trabajo para un reconectador de vacío consiste de 116 interrupciones de corriente de falla en tres niveles: 16 interrupciones a 100% de la corriente, 56 interrupciones a 50% de la corriente, y 44 interrupciones a 20% de la corriente de falla. Esto es actualmente definido para representar la “media vida” de los contactos, donde la vida completa puede ser representada cuando se completan dos ciclos de operación (ANSI Standard C37.60).

Usando los dos ciclos de trabajo y tomando una corriente de 12.5 kA como ejemplo, se puede deducir el trabajo total de la siguiente manera:

$$\begin{array}{lll}
 (12500 \text{ A})^{1.5} & \times & 32 \text{ operaciones} = 44.7 \times 10^6 \\
 (6250 \text{ A})^{1.5} & \times & 112 \text{ operaciones} = 55.3 \times 10^6 \\
 (2500 \text{ A})^{1.5} & \times & 88 \text{ operaciones} = 11.0 \times 10^6
 \end{array}$$

Factor de trabajo: 232 operaciones = 111.0×10^6

Entonces este factor de trabajo puede ser convertido a un equivalente de interrupciones:

$$111.0 \times 10^6 / (12500 \text{ A})^{1.5} = 80 \text{ operaciones a } 12.5 \text{ kA}$$

Note que para unidades en aceite, tiene un exponente de 1.5. Para interruptores de vacío, si el arco entre los contactos es de modo difuso, que es verdad para los niveles de corriente bajos, tal como interrupción de corriente de carga o pequeños niveles de falla, o si el contacto es de campo Magnético Axial tipo estructura, entonces un exponente de 1.0 es usado tradicionalmente.

Por consiguiente, el procedimiento de trabajo puede ser recalculado de la siguiente manera:

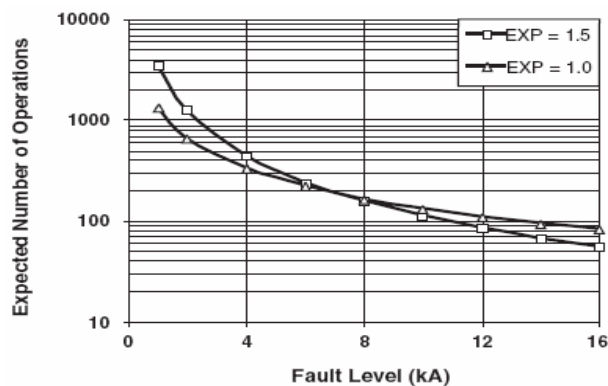
(12500 A)	x	32	operaciones =	400×10^3
(6250 A)	x	112	operaciones =	700×10^3
(2500 A)	x	88	operaciones =	220×10^3
Factor de trabajo:		232	operaciones =	1320×10^3

Como antes el factor total de trabajo puede ser convertido a un equivalente de interrupciones:

$$1320 \times 10^3 / (12500 \text{ A}) = 106 \text{ operaciones a } 12.5 \text{ kA}$$

Esto se resume en la siguiente figura donde se trazan los cálculos para diferentes niveles de corriente.

Figura 23. Curvas de vida basado en un ciclo de trabajo.



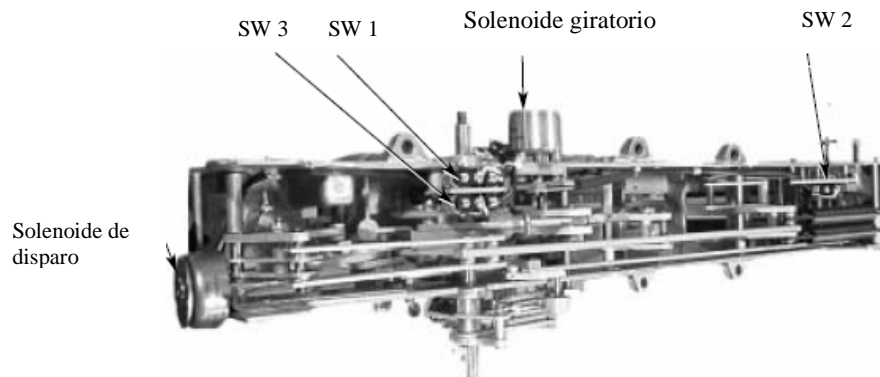
Fuente: Cooper Power Systems, Vida de contactos del interruptor de vacío. USA, 2002. p. 6.

5.5.10 Cable de control. Utilice un voltímetro para revisar la continuidad entre las clavijas y receptáculos correspondientes de los enchufes de conectores en ambos extremos del cable del control electrónico y para comprobar la ausencia de continuidad entre clavijas y receptáculos no correspondientes para determinar la condición del cable del control.

Nota: Las clavijas y receptáculos “N” y “P” de ambos enchufes no están conectados. Repare o reemplace el cable del control si está defectuoso.

5.5.11 Componentes de circuitos. Todas las medidas se toman en los receptáculos de clavijas del enchufe hembra para el cable del control ubicado en la cabeza del reconector. Si se obtienen lecturas con un margen de $\pm 15\%$ del valor especificado, esto indica que el componente correspondiente está en buen estado. Sustituya todo componente que no satisfaga las revisiones especificadas. La siguiente figura identifica los componentes de circuito.

Figura 24. Ubicación de componentes en el bastidor del mecanismo.



Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6. USA, 1995. p. 25.

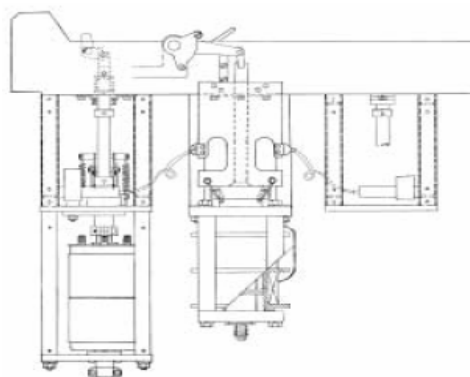
5.5.12 Contactor de Solenoide de cierre. Si los contactos están muy quemados o desgastados, será necesario sustituir todo el contactor. Vea la figura 26 y proceda de la siguiente manera:

- Desenganche las dos aberturas del mecanismo basculante del pasador que conecta el eje accionador del contactor al brazo de control del mecanismo basculante.
- Quite los tres anillos retenedores “C” mostrados en la figura 26 y extraiga el pasador.
- Desconecte los dos conductores de la bobina del contactor.

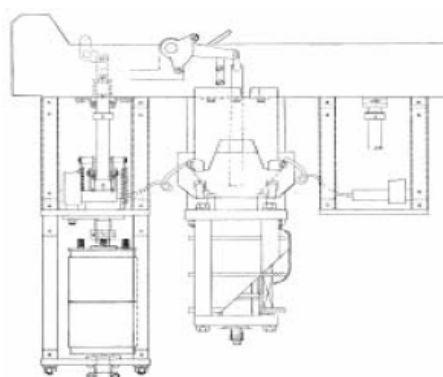
Nota: En la configuración del contactor KA430R3 (figura 25a), vuelva a conectar la arandela de seguridad y la tuerca hexagonal al borne del contactor inmediatamente después de desconectar el conductor de la bobina para evitar la pérdida de los componentes de contactos móviles que se fijan a la placa de soporte con la misma tornillería.

- Desconecte los dos conductores del fusible del contactor.
- Quite los tres pernos de cabeza hexagonal y arandelas de seguridad que fijan el contactor al lado inferior del bastidor del mecanismo del reconectador y quite el contactor.
- Invierta el orden de los pasos del procedimiento de desarmado para instalar el contactor nuevo. Utilice anillos "C" nuevos para fijar el pasador del brazo de control.
- Conecte los conductores de la bobina del solenoide a los bornes inferiores del contactor KA430R3 de interrupción sencilla o en los bornes interiores del contactor KA1143R de interrupción doble.
- Conecte los conductores del fusible a los bornes superiores del contactor KA430R3 ó a los bornes exteriores del contactor KA1143R.
- Utilice las figuras 25a y 25b para verificar las conexiones de los conductores. Asegúrese que los conductores de la bobina y del fusible estén colocados lo más alejado posible de otros componentes conectados a tierra.

Figura 25a. Contactor de interrupción sencilla.

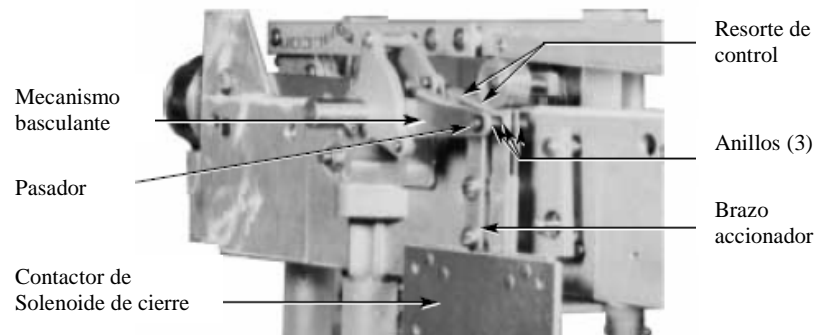


25b. Contactor de interrupción doble.



Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6. USA, 1995. p. 19.

Figura 26. Reemplazo del contactor del solenoide de cierre.



Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6. USA, 1995. p. 19.

5.5.13 Solenoide de Cierre. De ser necesario reemplazar la bobina del solenoide, ya sea debido a daños o a un cambio en el voltaje de servicio, consulte la figura 27 y proceda de la siguiente manera:

- Desconecte los dos conductores de la bobina del contactor del solenoide de cierre.

Nota: En la configuración del contactor KA430R3 (figura 25a), vuelva a conectar las arandelas de seguridad y la tuerca al borne del contactor inmediatamente después de desconectar el conductor de la bobina para evitar la pérdida de los componentes del brazo de contactos móviles que se fija a la placa de soporte con la misma tornillería.

- Quite los cuatro pernos y arandelas de seguridad que fijan la base al lado inferior de los postes del bastidor del solenoide y baje la bobina y la base.
- Quite la bobina de la base y bote la empaquetadura de la bobina.
- Utilice una empaquetadura nueva e instale la bobina de cierre nueva en la base.

Nota: El juego de bobina de cierre de repuesto incluye una empaquetadura nueva para la bobina.

- Vuelva a instalar la base en los postes del bastidor del solenoide y conecte sus conductores a los bornes del contactor.
- Asegúrese que los conductores de la bobina estén separados del bastidor del solenoide no menos de 13 mm (1/2 pulg).
- El juego de la bobina de cierre de repuesto incluye dos fusibles nuevos que deben instalarse junto con la bobina nueva.

- El juego de la bobina de cierre de repuesto incluye una chapa de datos de voltaje nueva. Cambie la chapa de la capucha de la cabeza del reconectador si se está cambiando el voltaje de servicio del reconectador.

Figura 27. Partes involucradas en el reemplazo de la bobina del solenoide



Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6. USA, 1995. p. 20.

5.5.14 Fusibles del solenoide de cierre. Sólo se utiliza un fusible (en el lado de suministro) con las bobinas de cierre conectadas entre una fase y neutro. Se usan dos fusibles en las bobinas de cierre conectadas entre una fase y otra. El juego de la bobina del solenoide de cierre de repuesto incluye fusibles nuevos, los cuales deberán instalarse con la bobina de repuesto. Los fusibles también pueden pedirse por separado para sustituirlos en caso de daños. Una etiqueta fijada a la bobina de cierre especifica el número de catálogo y los colores que deberá tener el fusible en sus bandas identificadoras para poder usarlo para proteger la bobina.

Esta información también se proporciona en la tabla. Obsérvese que el voltaje nominal puede ser entre fase y fase o entre fase y neutro, según el tipo de conexión de la bobina del solenoide de cierre.

Para sustituir un fusible del solenoide de cierre:

- Desconecte el conductor largo del fusible del contactor del solenoide de cierre.
- Desconecte el alambre conductor del borne en el otro extremo del fusible.
- Afloje la tira de montaje y deslice el fusible para sacarlo.
- Instale el fusible nuevo y conecte sus conductores.

Tabla 4. Datos del fusible del solenoide de cierre.

Voltaje del solenoide de cierre	No de catalogo del fusible	Bandas identificadoras
2,4-3,3 kV	KA259R904	Dos rojas
4,16-6,0 kV	KA259R901	Negra
7,2-11 kV	KA259R902	Amarilla
12-24,9 kV	KA259R903	Roja

Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6. USA, 1995. p. 20.

5.5.15 Solenoide de disparo

- Conecte un voltímetro entre los receptáculos de clavijas A y B.
 - El medidor deberá indicar aproximadamente 9,5 ohmios.
- Levante la palanca accionadora manual amarilla ubicada debajo de la capucha y cierre el reconectador manualmente usando la herramienta de cierre en T según se describe en la página.
- Aplique momentáneamente 25 VCC a los receptáculos de las clavijas A (+) y B (-).
 - El reconectador deberá dispararse.

5.5.16 Solenoide giratorio y contactor de solenoide de cierre

- Conecte un voltímetro entre los receptáculos de clavijas E y F. El medidor deberá indicar aproximadamente 19 ohmios.
- Con la palanca accionadora manual amarilla en la posición hacia arriba y los contactos del reconectador abiertos, aplique momentáneamente 25 VCC a los receptáculos de las clavijas F (+) y E (-).
 - El solenoide giratorio deberá accionarse, produciendo un sonido fácil de distinguir. Repita este procedimiento dos o tres veces.
- Conecte el voltímetro en las boquillas de las fases B y C en el lado de la fuente, o entre la boquilla C del lado de la fuente y la tierra del reconectador (dependiendo del tipo de conexión de la bobina del reconectador) y vuelva a conectar la alimentación al solenoide giratorio.
 - El medidor deberá indicar continuidad en la bobina de cierre (lea la indicación de la resistencia CC eficaz de la bobina de cierre) confirmando que el contactor del solenoide de cierre se ha cerrado.

- Con el solenoide giratorio activado, utilice la herramienta de cierre para cerrar el reconectador manualmente.

- El voltímetro deberá indicar la pérdida de continuidad, lo que significa que el contactor del solenoide de cierre se ha abierto.

5.5.17 Transformadores de corriente. Los transformadores detectores de corriente se montan en las boquillas aislantes del lado de fuente, debajo de la cabeza. El cargador de baterías con transformador de corriente (en su caso) se instala en la boquilla central del lado de la carga.

5.5.18 Prueba de continuidad

- Uno por uno, conecte el voltímetro a los receptáculos de las clavijas K y G, K y H, y K y J para verificar la continuidad de los tres transformadores detectores de corriente.

- El medidor deberá indicar aproximadamente 7 ohmios, lo que equivale a la resistencia CC de cada devanado.

- Conecte el voltímetro a los receptáculos de las clavijas K y L para comprobar la continuidad del devanado del cargador de baterías con transformador de corriente, si lo tiene.

- El medidor deberá indicar aproximadamente 1000 ohmios. Una indicación de cero ohmios indica que el condensador de 0,2 μ F podría estar en cortocircuito. Si las indicaciones difieren del valor de 1000 ohmios por más de $\pm 20\%$, esto indica que hay daños en la resistencia o en devanado del transformador.

5.5.19 Prueba de relación de transformadores detectores de corriente

- Conecte las tres fases del reconectador en serie como se ilustra en la figura 28 y cierre los contactos del reconectador con la herramienta de cierre manual.

- Conecte una corriente de prueba de 100 amperios CA a los puntos de prueba 1 y 2.

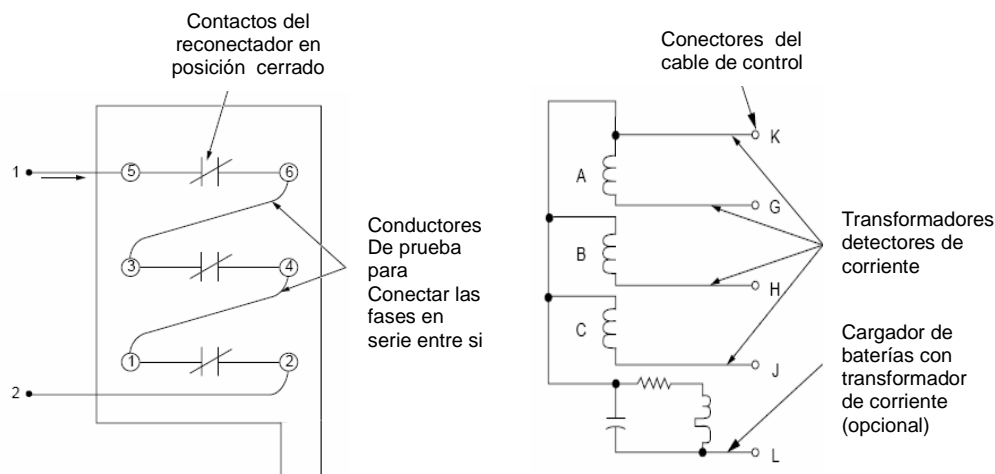
- Active la fuente de corriente de prueba de 100 amperios.

- Usando un amperímetro de 0-500 mA de capacidad, mida la corriente de salida en las clavijas K-G, K-H y K-J (figura 28a).

- La corriente de salida de cada transformador deberá medir 100 mA \pm 10%.

Nota: Asegúrese de tomar en cuenta la tolerancia del medidor que se esté usando. La resistencia de algunos tipos de medidores no es despreciable. Utilice la escala más alta (la de menor resistencia) posible que produzca lecturas precisas.

Figura 28. Fases del reconnector en serie. **Figura 28a.** Circuito para prueba de relación



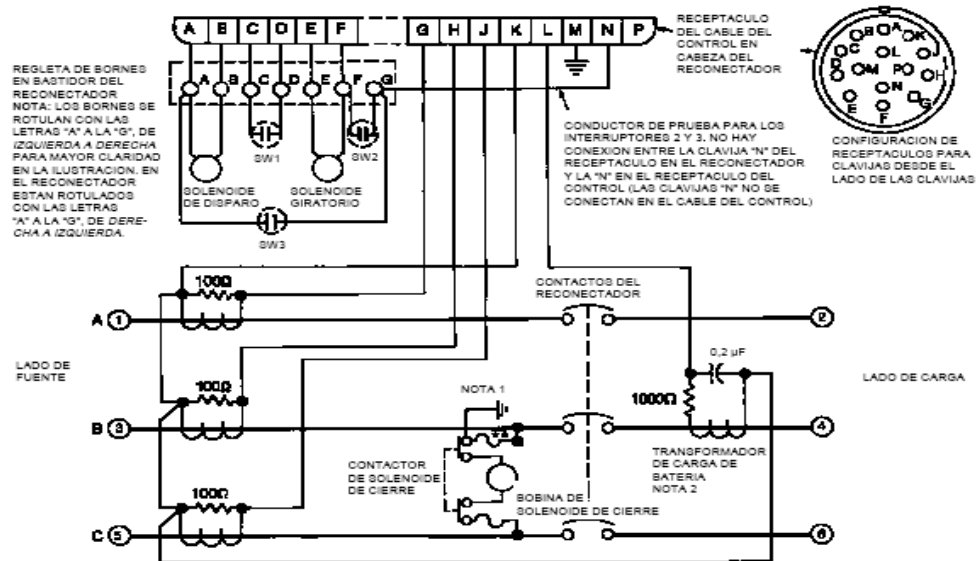
Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6. USA, 1995. p. 27.

- Una indicación de 100 mA verifica la relación entre devanados de 1000:1 de los transformadores detectores de corriente. Si no se obtiene la indicación de 100 mA, el devanado del transformador detector de corriente probablemente está defectuoso.
- Desactive la fuente de prueba.

5.5.20 Prueba de polaridad de transformadores detectores de corriente

- Con las fases conectadas en serie como se indicó en la prueba anterior, conecte los devanados secundarios de los transformadores de corriente en paralelo conectando las clavijas G a la H y a la J y midiendo la corriente de salida entre las clavijas K y J como se muestra en la figura 28b.
- Active la fuente de corriente de prueba de 100 amperios CA.
 - La corriente de salida de los tres transformadores deberá tener la misma polaridad y una amplitud de 300 mA.
 - Si la polaridad de uno de los transformadores está invertida con respecto a la de los otros dos, la corriente de salida medirá 100 mA.

Figura 29. Diagrama de conexiones internas en Reconectores VWE/VWVE.



Fuente: Cooper power systems, instrucciones de mantenimiento S280-40-6S. USA, 1995. p. 16.

SW1 - Microinterruptor en eje principal – se cierra cuando el embolo del solenoide de cierre baja.

SW2 - Interruptor de Mercurio en palanca accionadota manual – se cierra cuando la palanca esta hacia arriba en la posición de “cerrado”.

SW3 – Interruptor de Mercurio en eje principal – se abre cuando el embolo del solenoide de cierre baja.

El embolo esta hacia abajo cuando el Reconector esta cerrado.

Nota 1: para unidades VWVE con números de serie anteriores al 1304, la bobina de cierre se conecta entre la fase C y tierra y se elimina el fusible de la fase B.

Nota 2: para unidades VWE con números de serie anteriores al 2000 y unidades VWVE con números de serie anteriores al 1500, el transformador de carga de batería es equipo estándar. Puede suministrarse como accesorio en las unidades posteriores.

5.5.22 Pruebas y localización de averías del control Kyle tipo FXA. Estas pruebas deben ejecutarse después de poner el control fuera de servicio. Las pruebas y localización de averías ayudan al operador a:

- Probar el funcionamiento de la tarjeta de alimentación CA y del tablero delantero del control.
- Probar el funcionamiento de la tarjeta SCADA.
- Probar el funcionamiento de los bornes de prueba de la batería.
- Probar el disparo de las fases 1-2, 3-4, 5-6 y tierra.

5.5.23 Prueba del control instalado. Hay dos pruebas que sirven para verificar el funcionamiento de un control mientras esta conectado a un restaurador que se encuentra en funcionamiento.

Verificar que el control recibe alimentación y verificar el funcionamiento de las baterías, son las únicas pruebas que se realizan a un control en funcionamiento.

5.5.24 Verificación de la alimentación del control

- Abra la puerta del control.
- En la tarjeta del circuito de entrada de suministro de AC ubicada detrás del bloque de bornes de AC hay dos LED indicadores.
- El LED superior derecho indica un voltaje de salida de 28 VCC.
- El LED inferior izquierdo indica que se recibe el voltaje de entrada de 120 VCA. Si los dos LED están iluminados, la tarjeta de la CPU esta recibiendo alimentación. Si solamente el LED inferior izquierdo de VCA de entrada esta encendido, el fusible de la tarjeta de suministro de alimentación AC probablemente esta fundido.

5.5.25 Verificación del funcionamiento de la batería. Con el control conectado a la fuente de alimentación de AC y el circuito de la batería conectada:

- Conecte un Voltímetro a los bornes de prueba de la batería ubicados en la mitad inferior del tablero delantero. El voltaje de la batería deberá medir 26-28 VCC.
- Pulse el botón de prueba de la batería con carga por 5 segundos (esto impone una carga de 15 Ohmios sobre la batería). La caída de voltaje no deberá ser mayor que 2.0 VCC.

Con el control desconectado de la fuente de alimentación de AC y el circuito de la batería conectada:

- El voltaje de la batería deberá medir 23-27 VCC. Si el voltaje de la batería es menor que 23 VCC, cargue la batería antes de efectuar la prueba de la batería con carga descrita a continuación.

- Pulse el botón de prueba de la batería con carga por 5 segundos (esto impone una carga de 15 Ohmios sobre la batería). La caída de voltaje no deberá ser mayor que 2.0 VCC.
- Desconecte la batería cuando se retire el control para darle mantenimiento.

5.5.26 Prueba del control fuera de servicio. Para retirar el control de servicio:

- Ponga el conmutador de bloqueo de disparos por falla a tierra en la posición de bloqueo.
- Desconecte el cable de control del control.
- Desconecte la alimentación CA del control.
- Desconecte la batería del control.

Después de poner el control fuera de servicio efectué los siguientes pasos:

- Conecte el gabinete de control a tierra usando la orejeta de tierra.
- Conecte la alimentación AC al control.
- Vuelva a conectar la batería del control.

6. SECCIONALIZADOR JIN KWANG AISLADO EN GAS SF₆

Un Seccionalizador es un dispositivo empleado para la apertura de circuitos ramales que utilizado en conjunto con dispositivos de respaldo como reconectores automáticos o interruptores, pueden aislar automáticamente la sección fallada (aguas abajo) del sistema eléctrico de distribución protegido.

El seccionalizador no interrumpe la corriente de falla, su apertura se realiza dentro del intervalo de apertura del equipo de respaldo (reconector). Por esta razón son empleados en serie con un equipo de interrupción de fallos automáticos.

6.1 FUNCIONAMIENTO DEL SECCIONALIZADOR

El seccionalizador sensa el flujo de corriente superior al nivel de ajuste previo, entonces este se abre desenergizando la carga, previamente, el seccionalizador ha contabilizado las operaciones del reconector durante la falla. Después de un número preseleccionado de interrupciones de corriente de falla del reconector asociado, y mientras este abierto, el seccionalizador abre y aísla la sección en falla de la línea.

Dependiendo del esquema de coordinación utilizado, el seccionalizador abrirá en el primer, segundo o tercera operación del reconector hasta aislar definitivamente la falla quedando abierto y condenado.

Esta operación permite al reconector cerrar en condiciones normales, si la falla es temporal el seccionalizador debe automáticamente inicializarse y prepararse para un nuevo conteo de fallas posteriores.

Los seccionalizadores son equipados con un valor de restricción de corriente Inrush, característica en la cual distingue entre corriente Inrush y corrientes de falla. La figura 30 muestra esta clase de equipo instalado en la red.

Figura 30. Seccionalizador instalado en la red.



6.2 ESPECIFICACIONES TECNICAS

Rango de Voltaje (kV)	36
Rango de Corriente (A)	400
Rango de Frecuencia (Hz)	50/60
Rango de Corriente de corto	
Corriente momentánea (kA) (Asimetrica)	15
1 segundo (kA) (Simetricos)	10
10 segundos (kA) (simetricos)	3.5
Rango de interrupción de corriente (A)	900
Corriente de bloqueo (A)	800 (10%)
Mínima corriente pick-up fase (A)	50, 70, 100, 140, 200, 300, 400, Block
Tierra (A)	25, 35, 50, 70, 100, 150, 200, By Pass
Voltaje no disruptivo a 60 Hz, seco 1 minuto (kV)	70
Húmedo 10 segundos (kV)	60
Circuito de control a tierra (kV)	2
Nivel Básico de Aislamiento (BIL) (kV)	
Terminal a Terminal,	
Tierra y otro Terminal de fase	170
Circuito de control a tierra	5
Rango de Presión de Gas SF ₆	2.0 Kg/cm ² . G (20° C)
Volumen de Gas SF ₆	200 L
Peso Aproximado	220 Kg

6.3 NORMAS TÉCNICAS DE LOS SECCIONALIZADORES

NTC 2076	Galvanizado por inmersión en caliente para herrajes y perfiles estructurales de hierro y acero.
ANSI C 37.04	Rangos de estructura para Interruptores de Corriente Alterna en circuitos de alto Voltaje.

IEC 68-2-30 Standard for Basic Environmental Testing Procedures-
Damp Heat, Steady State.
ANSI C 37.63, IEC 694, KSC 4509.

6.4 ESTRUCTURA DEL SECCIONALIZADOR

- *Interruptor.* El interruptor esta hecho de láminas de acero inoxidable (STS 304L) y especialmente sellado para larga vida, y libre de mantenimiento.

- *Dispositivo de expulsión.* El interruptor tiene una pantalla de expulsión para prevenir la destrucción del caso cuando la presión interna suba a 4.0 – 7.0 Kg.f / cm². G anormalmente.

La dirección de expulsión solamente es contraria al funcionamiento de la manija.

- *Bloqueo del dispositivo.* El dispositivo mecánico de bloqueo de la manija de operación y el dispositivo de bloqueo eléctrico del circuito automático operacional se equipan para mantener en la posición de encendido o apagado el interruptor, cuando la presión interna disminuye aproximadamente 0.5 Kg. f / cm². G.

Además del dispositivo antes dicho, la tarjeta pintada de rojo y el contacto auxiliar de supervisión opera al mismo tiempo.

- *Mecanismo de operación.* El interruptor puede estar disponible con solenoide de cierre de bajo voltaje o cierre operado por motor. En el caso del mecanismo de cierre por motor, la batería puede ser cargada con transformador de potencial. La fuente de poder auxiliar no es tan necesaria.

- *Contactos.* Los contactos tipo (Cu – W) están hechos de un material resistente al arco, asegurando la larga vida del contacto y alta interrupción de corriente de corto.

- *Medio de extinción del arco.* El interruptor es de soplado de arco en Gas SF₆.

- *Absorbente.* Se incluye adentro para absorber la humedad y el Gas SF₆ descompuesto por la interrupción del arco eléctrico.

- *Bujes Aislantes.* El buje del interruptor es de porcelana blanca y de alta calidad que absorbe la humedad y tiene suficiente resistencia contra el cambio de temperatura repentino y choque externo. El buje tiene suficiente distancia de salida y alta resistencia dieléctrica incluso bajo condiciones de alta contaminación.

Los bujes son de porcelana, electrodo interno y cono moldeado de alambre de plomo. Están contruidos firmemente y asegurados por tornillos.

- *Válvula para llenado de Gas.* El equipo posee una válvula de llenado en el frente, para ser utilizada según el caso.

6.5 CONDICIONES DE SERVICIO

Los seccionalizadores son instalados en el sistema de distribución de EMCALI bajo las siguientes condiciones:

- Condiciones Ambientales

Tabla 6. Condiciones Ambientales.

Altura sobre el nivel del mar	0 – 2000 m
Ambiente	Tropical altamente contaminado
Humedad relativa máxima	96%
Temperatura máxima	40 °C
Temperatura mínima	14 °C
Temperatura promedio	28 °C

Fuente: MANCILLA, Mauricio. Coordinación de equipos de Flexibilidad de Emcali. Santiago de Cali, 2005. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Autónoma de Occidente. Facultad de Ingeniería.

- Características Eléctricas del sistema

Tabla 7. Características eléctricas del sistema.

CARACTERISTICA	UNIDAD	SISTEMA	
Tensión nominal	kV	7,62	13,2
Tensión máxima	kV	8	14
Número de fases		3	3
Conexión		Y a cuatro hilos	Y a tres hilos
Frecuencia	Hz	60	60
Servicio		Continuo	Continuo

Fuente: MANCILLA, Mauricio. Coordinación de equipos de Flexibilidad de Emcali. Santiago de Cali, 2005. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Autónoma de Occidente. Facultad de Ingeniería.

- Condiciones de Instalación

Los Seccionalizadores son instalados a la intemperie en postes de redes aéreas urbanas de distribución y líneas rurales aéreas.

La operación será por coordinación con el dispositivo de protección de respaldo, manualmente mediante pértigas o a través de telemando.

6.6 MANTENIMIENTO DEL SECCIONALIZADOR

6.6.1 Inspección periódica. Debido a que el seccionalizador esta sometido a exigencias climáticas deben realizarse algunas revisiones visuales que son de gran ayuda a la hora de determinar un mantenimiento.

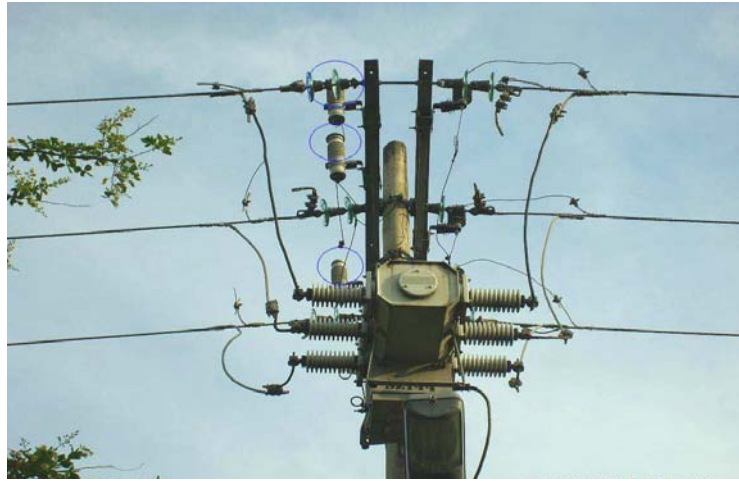
Este procedimiento debe realizarse en coordinación con despacho y el departamento de Telecontrol de Emcali, para hacer la disponibilidad de personal. Los intervalos de la inspección son determinados, basándose en la experiencia de funcionamiento real.

Inspección de los componentes externos:

- Revise si hay boquillas rotas o agrietadas. Cambie los componentes según sea necesario.
- Busque raspaduras en la pintura y otros daños mecánicos. Pinte la unidad para evitar la corrosión.
- Observe la indicación del contador y anótela en el cuaderno de registro del control.
- Observe el estado de los pararrayos y cámbiese si se encuentran anomalías.
- Verifique el estado de tierra del equipo.
- Verifique la presión de Gas SF₆.
- Verifique el estado y conexión del cable de control.
- Verifique el estado y funcionamiento de la caja de control.
- Verificación de Herrajes y Estructura.
- Realice los ajustes que sean necesarios de acuerdo con los valores del sistema y la coordinación con el Reconectador asociado.
- Revise la tensión de la batería ubicada en el control electrónico y cámbiela según sea necesario.

En la siguiente figura puede observarse claramente la falta de Descargadores de sobretensión a un lado de la línea donde se encuentra instalado el seccionalizador, esto obviamente puede causar una falla en el equipo a la hora de una descarga atmosférica en el lado donde no se encuentran los dispositivos de protección.

Figura 31. Seccionalizador sin dispositivos de protección a un lado de la línea.



Por otra parte la influencia de personas ajenas a la empresa, son motivo para que el equipo no funcione como debe ser, ya que se roban el cable de control o lo que es peor la caja de control, ocasionando perdidas para Emcali y dejando sin respaldo al dispositivo asociado en la red.

En la figura 32 puede observarse claramente este hecho, donde solamente la parte de potencia se encuentra conectada a la línea.

Figura 32. Seccionalizador sin la parte de control y sin descargadores.



6.7 CARACTERISTICAS DEL SF₆

El Hexafluoruro de Azufre (SF₆) es un gas con excelentes propiedades dieléctricas que se utiliza principalmente en equipo eléctrico de alto voltaje tales como subestaciones encapsuladas, interruptores de potencia, transformadores y cables subterráneos de potencia.

En el campo de la distribución en media tensión, el uso del SF₆ se está popularizando en Seccionalizadores y restauradores.

Las propiedades eléctricas, físicas, químicas y térmicas del SF₆ ofrecen las siguientes ventajas cuando se usa en equipo eléctrico.

- Menor tamaño
- Menor peso
- Operación más confiable
- Operación más silenciosa
- Diseño simplificado
- Facilidad de instalación
- Facilidad de manejo
- Facilidad de mantenimiento

Las siguientes propiedades del SF₆ han influenciado tanto a fabricantes de equipo eléctrico, como a usuarios, a utilizarlo no solo como medio aislante sino también como medio de extinción de arco:

- Alta resistencia dieléctrica
- Capacidad de extinguir arcos eléctricos
- Excelente estabilidad térmica
- Buena conductividad térmica

Además de las propiedades eléctricas y térmicas que hacen que el SF₆ sea un dieléctrico excelente, las siguientes propiedades físicas proporcionan las siguientes ventajas:

- Químicamente inerte
- No se condensa a bajas temperaturas
- No es inflamable
- No es tóxico
- No es corrosivo

Tradicionalmente, los fluidos dieléctricos más usados han sido el aceite, el askarel y el aire. Las ventajas que ofrece el SF₆ sobre estos fluidos son:

- El SF₆ no es inflamable como el aceite
- El SF₆ no es toxico como el askarel

- La resistencia dieléctrica del SF₆ es mayor que la del aire y además no corroe los contactos del equipo eléctrico.

6.7.1 Subproductos del SF₆. El Hexafluoruro de Azufre, al igual que otras moléculas poliatómicas, se puede descomponer parcialmente en presencia de arcos eléctricos.

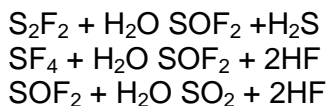
Estos subproductos que se generan, en presencia de una descarga por Efecto Corona, son similares a los que se producen en arqueo normal. Cuando el voltaje es ligeramente inferior al voltaje que produce el efecto Corona, el SF₆ no ha mostrado cambios químicos por el periodo de un año, aunque se han observado trazas de fluoratos y sulfatos en los electrodos de cobre de una celda de prueba.

Aunque el SF₆ se descomponga en subproductos no pierde su resistencia dieléctrica.

6.7.2 Subproductos Sólidos. Pruebas de laboratorio han mostrado que el arqueo eléctrico en presencia de gas SF₆ producirá Subproductos sólidos en forma de un polvo fino que consiste de fluoruros metálicos. Estos fluoruros metálicos pueden ser irritantes y peligrosos. Debido a la presencia de barras de Cobre en la construcción de los Seccionalizadores, el polvo residual consiste principalmente de Fluoruro de Cobre CuF₂. El Fluoruro de Cobre es estable, pero en presencia de humedad puede reaccionar y formar ácido hidrofúrico. Este ácido podría ocasionar quemaduras en la piel. Por tanto hay que evitar que este polvo haga contacto con la piel. Las partículas que se han medido tienen un tamaño aproximado de 10 micrones, lo suficiente pequeñas para mantenerse suspendidas en el aire por un periodo de tiempo sustancial. Por lo tanto se recomienda el uso de mascarar de respirar cuando se haga mantenimiento interno en un Seccionalizador para prevenir que se inhalen las partículas de polvo. Estas partículas se pueden remover utilizando un trapo con alúmina o carbonato de sodio.

6.7.3 Subproductos Gaseosos. A muy altas temperaturas, el SF₆ se descompone, generando SO₂ y HF.

También se pueden encontrar trazas de S₂F₂ y SF₄, los que combinados con el agua pueden generar SOF₂. Otras posibles reacciones que se podrían generar son las siguientes:



Al evaluar la toxicidad de estos sub-productos que causa el arqueo eléctrico, la industria usa valores llamados *Valor Limite Máximo* (TLV). Estos valores son concentraciones a las cuales un obrero puede estar expuesto durante una

semana de trabajo de 40 horas. Mientras más alto sea el TLV, mayor seguridad tiene el producto. Los gases que no son tóxicos como el SF₆ tienen un valor de 1000 ppm (partes por millón) por volumen.

El H₂S y SOF₂ tienen un olor característico nauseabundo y se pueden detectar fácilmente. Sin embargo el personal de mantenimiento nunca debe hacer pruebas oliendo el gas, ya que pueden estar presentes otras impurezas, que además de ser ofensivas, pueden ser tóxicas. Se recomienda que se use un detector de fugas.

Debido a que el SF₆ es un gas mas pesado que el aire, tiende a depositarse en las partes bajas, lo cual podría desplazar el oxígeno del aire y causar sofocación. En instalaciones subterráneas se recomienda que el personal de mantenimiento use máscaras de respirar, delantales y guantes.

6.8 RECOMENDACIONES DE MANTENIMIENTO

Los Seccionalizadores han sido diseñados, manufacturados y probados de acuerdo a las secciones aplicables de las normas ANSI y NEMA.

Cuando menos una vez al año, y antes de la maniobra verifique que la presión del SF₆ este de acuerdo con lo indicado en el manual. Represurize si acaso es necesario. El tanque tiene un accesorio para rellenarlo de SF₆ si se necesita. Si es necesario detectar fugas de gas, se pueden usar detectores sofisticados, que además de portátiles, son bien sensibles al SF₆ y no son costosos.

6.8.1 Mantenimiento Interno. Hay que desenergizar el Seccionalizador cuando se haga mantenimiento interno.

No abra el tanque del Seccionalizador aún cuando no tenga presión a menos que tenga que hacer mantenimiento interno. Si hay que abrir el Seccionalizador, el personal debe tomar ciertas precauciones. Primero hay que ventear el gas, dejándolo escapar en la atmósfera o haciéndolo pasar a través de un filtro y almacenarlo para uso posterior. El venteo del gas de un Seccionalizador debe llevarse a cabo en un área abierta para que se disperse. Debido a que el SF₆ tiende a depositarse cerca del suelo, hay que proveer ventilación adecuada para evitar de que se desplace el oxígeno y provoque asfixia.

Durante la interrupción del arco se forma un polvo blanco sobre los contactos y se recomienda usar guantes mientras se trabaja en el equipo, ya que este polvo tiene un efecto irritante en la piel.

6.8.2 Procedimiento de llenado. Si el Seccionalizador ha perdido presión de gas, pero todavía mantiene presión positiva, no hace falta desenergizarlo o hacerle vacío para represurizarlo.

Si el Seccionalizador no mantiene presión positiva, desenergízelo inmediatamente y siga el procedimiento de llenado que se detalla a continuación:

- El Seccionalizador se debe purgar. Remueva el tapón de la válvula de llenado, conéctelo a la bomba de vacío, abra la válvula del tanque y haga vacío cuando menos a 20 pulgadas de mercurio. Cierre la válvula y desconecte la bomba de vacío.

Llene el Seccionalizador con nitrógeno seco o con SF₆ que tenga una temperatura de punto de rocío de -45°C (-49°F) hasta que el manómetro marque 10 psig. Después de haber terminado la operación de llenado vuelva a hacer vacío a menos de 29 pulgadas de mercurio. Cierre la válvula y desconecte la bomba de vacío. El Seccionalizador ha sido purgado.

- Para rellenar de gas el Seccionalizador, purgue aire de la línea de suministro de SF₆, dejando escapar un poco de gas antes de conectarlo al Seccionalizador. Después de conectarlo, coloque el regulador de presión en 20 psig y presurice el Seccionalizador hasta el valor adecuado. Cierre la válvula de tanque de gas, desconecte la manguera, y coloque el tapón en la válvula del Seccionalizador. El equipo ya está lleno y listo para trabajar.

Nota: El Seccionalizador no debe llenarse a una presión mayor para la que está diseñado.

6.8.3 Suplidores de Gas SF₆. El gas SF₆ está compuesto por dos materiales, azufre y fluor, de los cuales existe un suministro abundante.

Se recomienda usar gas SF₆ de grado comercial, de acuerdo a las normas ASTM D2472, y se puede obtener en cilindros de 6 a 115 lbs.

Debido a que un alto contenido de humedad podría afectar las propiedades dieléctricas y de interrupción del SF₆, se debe tomar muestras de los cilindros de gas, y antes de usarlo, se debe verificar que los valores de punto de rocío estén dentro de la norma ASTM D2029.

El equipo para medir la temperatura de punto de rocío es bien sencillo y se puede obtener fácilmente. Los cilindros que tengan un gas con valores mayores a -45°C (-49°F) se deben rechazar.

7. INTERRUPTOR TRIPOLAR TIPO NXA

El NXA interruptor se piensa para usarse como interruptores de línea aérea, son diseñados para la flexibilidad del sistema eléctrico y son adecuados para la aplicación en sistemas de telemando.

El objetivo es alcanzar la fiabilidad más alta en muchos tipos de ambientes difíciles. Los sectores son resistentes a la corrosión, los efectos de nieve, hielo, animales, vegetación y vandalismo.

Los NXA son pequeños, de peso ligero y de fácil instalación. La vara de operación puede cortarse para cualquier longitud, permitiendo instalar el dispositivo de operación cerca del suelo o en la parte superior del poste.

Dentro del tanque, el gas de SF_6 se usa como aislante y medio de extinción del arco. El gas de SF_6 mejora las características de interrupción, mientras que reduce las distancias de aislamiento entre las partes vivas y las dimensiones externas del equipo. La presión del gas es 1.5 bar (abs) a 20 °C.

En la figura 33 se muestra un interruptor tripolar instalado en la red con sus respectivos dispositivos de protección.

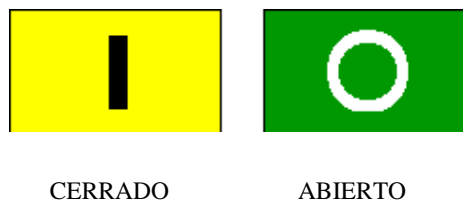
Figura 33. Interruptor NXA instalado en la red.



El indicador de posición, localizado en el extremo inferior del tanque de operación, muestra claramente la posición del interruptor. El indicador se conecta al eje principal del interruptor y cumple con los requisitos de la norma IEC 129 A2 (1996) y NF C 64-140 (1990), que determina los requisitos necesarios para la fiabilidad del indicador.

Los colores escogidos y las señales son tales que la posición del interruptor incluso en condiciones climáticas malas, son claramente visibles. Ver figura 34.

Figura 34. Indicador de posición de contactos del Interruptor.



Fuente: ABB Distribución, Interruptor tripolar aislado en SF₆, Finland, 1997. p. 9.

7.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE SECTOS NXA

Nivel de Aislamiento	NXA 24	NXA 36
Rango de Voltaje	12 – 24 kV	36 kV
Voltaje no disruptivo a 60 Hz Húmedo 60 segundos		
A tierra y entre fases	50 kV	70 kV
Por distancia de aislamiento	60 kV	80 kV
Nivel de Aislamiento Básico (BIL)		
A tierra y entre fases	125 kV	170 kV
Por distancia de aislamiento	145 kV	195 kV
Rango de Corriente		
Rango normal de corriente	630 A	630 A
Corriente de carga interrumpida normalmente activa	630 A	630 A
Corriente de interrupción de lazo cerrado	630 A	630 A
Corriente de interrupción de línea-cargada	50 A	40 A
Corriente de interrupción de cable-cargado	50 A	40 A
Corriente de interrupción con transformador sin carga	21 A	21 A
Rango de corto circuito		
Máxima corriente de corto, I_{th} (3s)	16 kA	10 kA

Máxima corriente pico, I_{dyn}	40 kA	25 kA
Formación de corriente de corto circuito	40 kA	40 kA
Rango de temperatura ambiente	- 40 °C...+ 60 °C	
Resistencia mecánica		
(No. de operaciones de apertura y cierre)	5000	5000
Presión de llenado	1,5 bar. (abs)	
Peso con Aisladores	95 Kg.	

7.2 ESTÁNDARES

Los Sectos NXA interruptor-desconector se diseñan con normas IEC, pero los valores eléctricos principales también se han probado según las normas de ANSI.

IEC 129	Desconectores de corriente alterna.
IEC 265-1	Interruptores de alto voltaje. Parte 1: Interruptores de alto voltaje para rangos por encima de 1 kV y menor que 52 kV.
IEC 694	Cláusulas comunes de interruptores de alto voltaje y normas del control.
ANSI/IEEE C37.71	Interruptores trifásicos de corriente de carga para sistemas de corriente alterna.

7.3 MANTENIMIENTO DE SECTOS NXA

Este tipo de interruptor requiere una mínima cantidad de mantenimiento para la vida de servicio. El tanque y la caja con el dispositivo de operación están fabricados en acero inoxidable y no necesitan protección contra la corrosión.

Los aisladores exteriores son de caucho de silicona y las partes eléctricas principales se encuentran dentro del Gas SF₆ lo que asegura una larga vida de funcionamiento.

El único mantenimiento sería la comprobación de presión de Gas SF₆ una vez cada tres años, o si la baja presión mecánica bloquea el mecanismo y el indicador de gas ha operado.

En sistemas automatizados de distribución el contacto de alarma de la densidad de gas, puede usarse para dar una señal remota de baja presión.

7.4 GAS SF₆

Este tipo de gas no es tóxico ni inflamable, altamente inerte, actúa como refrigerante, tiene alta resistencia dieléctrica y estabilidad térmica.

Los sectores utilizan este gas como aislante y medio de extinción del arco. En la interrupción del arco una pequeña cantidad de este gas se descompone. Parte de estos productos de descomposición pueden ser tóxicos. Bajo condiciones de operación normal estos productos solamente están presentes en pequeñas cantidades y por periodos de tiempo, dentro del tanque del interruptor antes de que ellos sean absorbidos por un filtro. Durante el funcionamiento normal del interruptor el operador no necesita de una protección especial.

7.5 MONITOREO Y RELLENADO DE GAS SF₆

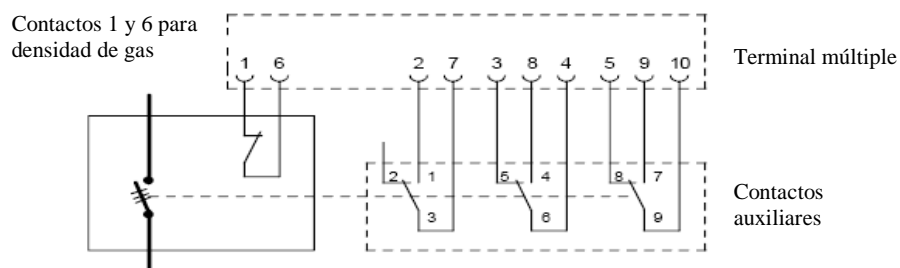
El gas ha sido medido en fábrica y no necesita ser rellenado en todo el transcurso de vida del interruptor. La presión del gas puede ser chequeada desde los pines 1 y 6 de un múltiple conector que posee el equipo (ver figura 35).

Los contactos de alarma 1 y 6 están normalmente cerrados (NC) y se abren si la presión del gas en el tanque cae por debajo de 1.1 bar a 20 °C.

Se recomienda revisar la presión del gas cada tres años.

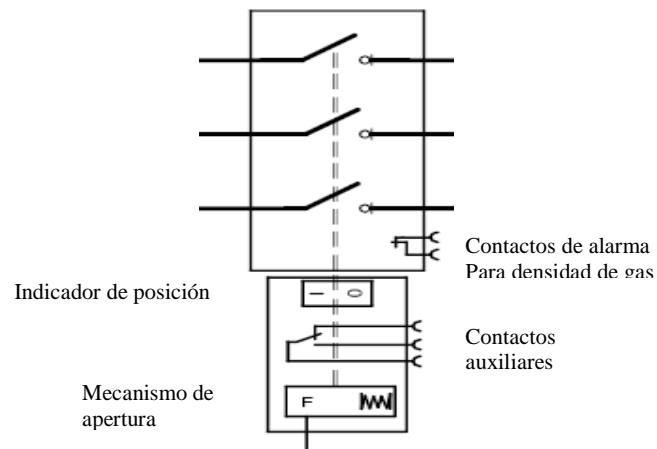
La medida de la presión de llenado y el rellenado se realizan por una válvula para dicho fin localizada en la parte inferior del interruptor. Para esto se necesita una herramienta especial tipo (NHP 402800R1 ABB).

Figura 35. Diagrama del circuito auxiliar del interruptor.



Fuente: ABB Distribución, Interruptor tripolar aislado en SF₆, Finland, 1997. p. 23.

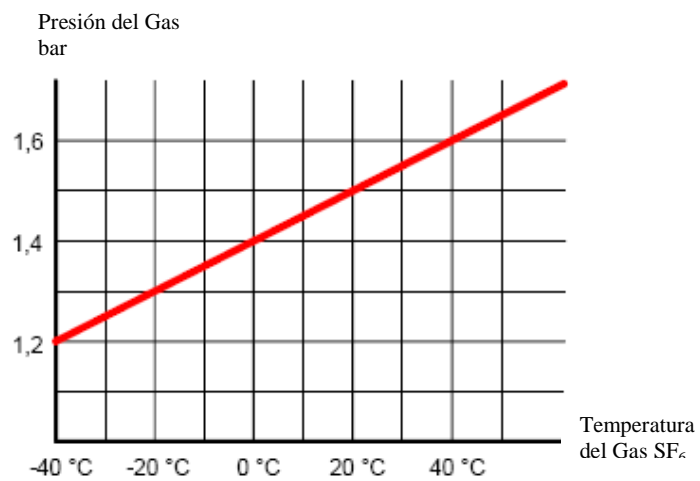
Figura 36. Diagrama principal de Sectos NXA.



Fuente: ABB Distribución, Interruptor tripolar aislado en SF₆, Finland, 1997. p. 23.

En la figura 37 se puede ver la variación de presión del gas SF₆ con respecto a un cambio en la temperatura.

Figura 37. Curva de Presión Vs Temperatura.



Fuente: ABB Distribución, Interruptor tripolar aislado en SF₆, Finland, 1997. p. 7.

7.6 DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN

Para proteger el interruptor NXA contra descargas atmosféricas es necesario instalar descargadores en ambos lados del interruptor. Los nuevos descargadores de caucho de silicona de ABB tipo MWK son recomendados para ser usados en sectores NXA. Para mayor información sobre descargadores se recomienda referirse al folleto: CH-AR 3007 publicado por ABB.

Dichos descargadores deben ser monitoreados por el equipo de campo para diagnosticar cualquier anomalía que pueda afectar su funcionamiento como grietas, poluciones, mal estado de conexiones a tierra, o en su defecto pararrayos quemados, que deben ser cambiados inmediatamente.

La figura 38 muestra que hay interruptores instalados en las líneas aéreas que no poseen la cantidad necesaria de descargadores, o lo que es igual, los tiene pero en mal estado, lo que hace vulnerable al equipo contra cualquier descarga o falla en línea.

Es necesario que el departamento de operación y control tome medidas al respecto, ya que esto es una causa de los daños sufridos en los equipos o lo que es peor la pérdida total de estos.

Figura 38. Interruptor sin descargadores en ambos lados de la línea.



7.6.1 Actividades para cambio de Descargador averiado

- Avisar al departamento de Despacho de la tarea a realizar.
- Disposición de herramientas y vehiculo necesario para realizar la labor.
- Ubicación de Descargador defectuoso.
- Aterrizar sitio de trabajo.
- Desconectar Descargador perforado.
- Ubicar en sitio el Descargador nuevo.
- Desmontaje y montaje de los Descargadores.

7.7 DISPOSITIVO OPERADO POR MOTOR

La caja del dispositivo UEMC 50 esta hecha en acero inoxidable y es protegida a IP 44, lo que garantiza una larga durabilidad. Tres tamaños disponibles de caja de control se encuentran disponibles. En el más pequeño hay espacio para el dispositivo del motor y para las baterías. En las cajas más grandes hay espacio reservado para los dispositivos electrónicos del sistema de telemando.

El voltaje auxiliar recomendado es 24 VDC. En la caja se encuentran los botones de mando local del motor, y además cada UEMC 50 contiene una manija para operación manual de emergencia del interruptor.

7.8 ACCIONES EN CASO DE FALLA INTERNA

Un arco de falla interno solamente es posible en casos excepcionales tal como el uso de pararrayos inapropiados, perdida total de gas o trabajo no especificado del interruptor. En normal operación esto no ocurre.

Las siguientes acciones se deben realizar en caso de daño del interruptor por arco interno:

- El interruptor debe ser desconectado de la línea antes de que se reestablezca de nuevo el servicio.
- El tanque se encuentra caliente y algunos materiales internos aislantes pueden estarse quemando por lo tanto el proceso de enfriamiento debe hacerse usando un extinguidor con CO₂.
- También se seguirán las normas de seguridad eléctricas.

El polvo tóxico no se esparce fuera y no hay ningún riesgo de explosión del interruptor debido a la estructura y materiales de este.

7.9 PROCEDIMIENTO PARA DISPONER DE LOS SECTOS AVERIADOS

Los sectores contienen valiosos materiales para reciclar: el Acero inoxidable, Cobre, Aluminio y gas SF₆. Se pueden haber formado cantidades pequeñas de productos de descomposición de SF₆ durante las operaciones de ruptura, éstos son principalmente eliminados por el absorbente dentro del tanque. Sin embargo, se recomiendan algunas precauciones para asegurar el manejo adecuado de estos materiales, y especialmente después de las fallas de arco interno.

Para el proceso de reciclaje se deben seguir las regulaciones locales sobre el medio ambiente, se puede contratar una empresa especializada para tal fin o el usuario puede seguir el procedimiento abajo descrito.

Durante el procedimiento, debe tenerse cuidado para evitar el contacto de piel y ojos con polvos de descomposición. No debe usarse el aire comprimido por quitar el polvo.

- Puede sacarse el gas SF₆ del interruptor usando una bomba del vacío y un compresor para transferirlo a un recipiente adecuado para este gas. Cuando el gas se bombea fuera, permite el flujo de aire seco en el tanque evacuado. El fabricante recibe el gas SF₆ usado y procede a reciclarlo.

- El tanque debe abrirse en campo abierto o en un cuarto bien ventilado. Los métodos cortantes basados en alta temperatura (> 500 °C) no deben usarse para evitar la formación de productos en descomposición.

El absorbente debe llevarse para ser neutralizado. Un método conveniente es sumergirlo en una solución de 1 a 3 kg de carbonato de sodio (Na₂ CO₃) en 100L de agua durante 24 a 48 horas. Evite el contacto con la piel y los ojos sobre todo si se están usando las concentraciones más altas.

- Las otras partes del interruptor pueden ser manejadas de manera normal como desperdicio metálico o plástico. Se recomienda que en lo posible el polvo producido por la descomposición de productos de SF₆, se quite con una aspiradora o se enjuague con agua limpia. Las bolsas de la aspiradora deben neutralizarse con el mismo procedimiento que para el absorbente.

8. CONCLUSIONES

En la elaboración de este proyecto se pudo apreciar el estado actual de los equipos de flexibilidad instalados en la red de distribución de energía eléctrica de Emcali, y se encontró que hay algunos de ellos que no poseen dispositivos de control y de protección como pararrayos y conexiones a tierra, implicando con esto que se puedan presentar daños en los equipos o lo que es peor lesiones personales, por otro lado la información proveniente de la toma de datos en los equipos no estaba siendo procesada de la mejor forma, también se comprobó que no hay un plan de mantenimiento donde se lleven acabo actividades que garanticen el buen funcionamiento y durabilidad de estos.

Sabiendo la importancia que tienen estos equipos en las redes de distribución de energía eléctrica, se propone este programa de mantenimiento el cual aplicado de la mejor forma posible y teniendo en cuenta las recomendaciones que en él se dan, permitirán mantener en buen estado los equipos, previniendo o reduciendo las fallas que se puedan presentar, lo cual significara para la empresa menos perdidas económicas debido a cortes en el fluido eléctrico y a daños ocasionados en los dispositivos.

Con la normalización y correcta ejecución de estas actividades, se puede obtener un mantenimiento eficaz y bien planeado de los equipos eléctricos los cuales representan un factor importante para dar un servicio continuo y de buena calidad al sector industrial, comercial y residencial.

Estos equipos fueron diseñados con una expectativa de una vida útil, la cual se espera sea alcanzada si al equipo se le realiza el mantenimiento acorde con su complejidad y trabajo.

El periodo de tiempo en el cual se le realiza mantenimiento a un equipo depende del trabajo de este, del conocimiento que el técnico tenga de él, y de la información que se pueda acumular a lo largo de periodos de trabajo.

Con la aplicación de la base de datos en Access, se puede manejar el inventario de los equipos y tener su ubicación exacta en el terreno, permitiendo almacenar toda la información referente a los ajustes por medio de formularios y tablas, se pueden ingresar y eliminar equipos, lo que permite tener actualizados los planos de circuitos que se encuentran en el departamento de Despacho.

9. RECOMENDACIONES

El personal involucrado en las labores de mantenimiento de los equipos de flexibilidad, debe estar familiarizado, entrenado y capacitado para desarrollar correctamente cada una de las actividades especificadas en el programa de mantenimiento.

Es aconsejable siempre guiarse por el manual o instructivo de los equipos para desarrollar labores y asesorarse con las compañías especializadas en servicio y mantenimiento. Estos manuales contienen información de vital importancia para la seguridad del personal, la instalación y funcionamiento seguro de los equipos.

En el desarrollo de este proyecto se observó que hay falencias en cuanto a protección de los equipos se refiere, como por ejemplo: falta de conexiones a tierra, descargadores de sobretensión defectuosos o falta de ellos, dispositivos de control malos, baterías descargadas y cargadores en mal estado, por lo tanto es preciso que la empresa tome conciencia y se ponga al día en las reparaciones necesarias, ya que esto afecta el buen funcionamiento de los equipos.

Se recomienda actualizar los planos existentes en donde se encuentran ubicados los equipos, ya que en algunos casos suministran información errónea acerca de la clase y ubicación de los mismos, generando así una discordancia con lo que realmente se encuentra en el terreno, produciendo una demora en el momento de disponer de algún equipo.

En cuanto a descargadores de sobretensión se refiere, es recomendable guiarse por la información de los fabricantes, ya que estos dispositivos manejan algunas variables que se deben tener en cuenta a la hora de seleccionarlos como por ejemplo: máxima tensión de operación del sistema, factor de puesta a tierra, sobretensiones temporales y tensión continua de operación, todo esto garantiza que se escoja el descargador apropiado para ser utilizado como protección en los equipos mencionados anteriormente.

BIBLIOGRAFÍA

ARELLANO, Leonardo. Diseño de un sistema de mantenimiento de equipos eléctricos en sistemas de potencia eléctrica en 115 y 230 kV. Mérida Venezuela, 2003. 87 p. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería.

Contact life of vacuum circuit breakers, information of service 02025 [en línea]. USA: Cooper Power Systems, 2002. [Consultado 05 de Junio, 2006]. Disponible en Internet: <http://www.cooperpower.com>

Instrucciones de mantenimiento para reconectadores, información de servicio S280-40-6S [en línea]. USA: Cooper Power Systems, 1995. [Consultado 05 de Junio, 2006]. Disponible en Internet: <http://www.cooperpower.com>

Instrucciones de instalación de seccionador en SF₆. USA: G&W Electric co, 1996. 15 p.

Instructions of installation SF₆ Gas Sectionalizer. Korea: Jin Kwang Corporation, 1995. 11 p.

Oil Specifications and Tests, information of service R280-90-1 [en línea]. USA: Cooper Power Systems, 1997. [Consultado 05 de Junio, 2006]. Disponible en Internet: <http://www.cooperpower.com>

SF₆-gas insulated, pole mounted load-break switch-disconnector [en línea]. Finland: ABB Power Distribution, 1997. [Consultado 07 de Junio, 2006]. Disponible en Internet: <http://www.abb.com>

SF₆ properties, and use in MV and HV Switchgear [en línea]. USA: Schneider Electric, February 2003. Cahier technique No. 188. [Consultado 07 de junio, 2006]. Disponible en internet: <http://www.schneider-electric.com>

VIESCAS, John L. Guía completa de Microsoft Access 1997. España: McGraw Hill Interamericana S.A., 1997. 897 p.

Westinghouse Electrical Maintenance Hints. Trafford, Pa. 15085: Westinghouse Electric Corporation, 1974. 45 cap.

ANEXOS
Anexo 1. Subestaciones y circuitos de Emcali.

 EMCALI-EICE Empresas Municipales de Cali		SUBESTACIONES Y CIRCUITOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE EMCALI						
S.E	SAN ANTONIO	1	CHIPICHAPE	2	DIESEL I	3	DIESEL II	4
CIRCUITOS	SANTA TERESITA		GRANADA		CARRERA 5N		RIO CAUCA	
	PICHINDE		PILOTO		CENTRO		CALLE 19	
	CRISTALES		AVENIDA 6 N		ALFONSO LOPEZ		LA FLORESTA	
	CARRERA 13		VERSALLES		SALOMIA		CARRERA 15	
	SILOE		SANTA MONICA		CARRERA 8		GUAYAQUIL	
	CARRERA 10		LA MERCED		CARRERA 1		AGUABLANCA	
	SAN FERNANDO		LA FLORA		OBREIRO		ARANJUEZ	
	CARRERA 4		YUMBO COBRE		SAN NICOLAS		RODEO	
	RIO CALI		SAN VICENTE		SANTANDER		LAS ACACIAS	
	ALAMEDA		LOS CERROS		BUENO MADRID		DIESEL II - DIESEL I	
Km 18		CHIPICHAPE - DIESEL I		BTOMA, RIO CAUCA		DIESEL II - SUR		
SAN ANTONIO - SUR		CHIPICHAPE - MENGÁ		COLGATE		DIESEL II - CENTRO		
SAN ANTONIO - CENTRO						DIESEL II - CEN. AEREO		
S.E	SUR	5	CENTRO	6	JUANCHITO	7	MULALO	8
CIRCUITOS	LA UNION		CAM		BARRANQUILLA		LA CALERA	
	LLERAS		CALLE10		PONDAJE		SAN MARCOS	
	MELENDEZ		CALLE11		FEPICOL			
	SAN JUDAS		CALLE 12		7 DE AGOSTO			
	BRETAÑA		CALLE 13		LAS PLANTAS		ARROYOHONDO	9
	COLON		CALLE 14		NAVARRO		AUTOPISTA	
	TEQUENDAMA		CALLE 15		COMUNEROS		ALUMINA	
	EL LIDO		SANTA ROSA		DIAMANTE		LLOREDA	
	EL CEDRO		UNIROYAL		HORMIGUERO		PANORAMA	
					LA BASE		MENGÁ	
				PTO. MALLARINO				
				SINDICAL		ARROYOHONDO - MENGÁ		
				JUANCHITO - DIESEL II				
S.E	AGUABLANCA	10	TERMOYUMBO	12	MENGÁ	14	MELENDEZ	16
CIRCUITOS	MOJICA		FEEDER IV		CALIMA		SAN ISIDRO	
	MANUELA BELTRAN		FEEDER I		INDUSTRIAL		CIUDAD CORDOBA	
	LAGOS		CENCAR		ALAMOS		VALLADO	
	QUIMBAYA		PROPAL		LAS MAÑANITAS		NAPÓLES	
	EL POBLADO		INDUSTRIA		LAS COLINAS		UNIVALLE	
	CALLE 56		ARROYOHONDO I		LA CAMPIÑA		LIMONAR	
	CALIPSO		MULALO		CENTElsa		EL CAMPO	
	NARIÑO		CEMENTOS 34.5				SIMÓN BOLIVAR	
	VERGEL						EL CANEY	
	LILI		YUMBO - ARROYOHONDO				TROCADERO	
DESEPAZ								
EL ESTERO						MELENDEZ - SUR		
S.E	SAN LUIS	17	GUACHICONA	18	PANCE	20	GUACHAL	21
CIRCUITOS	EL CARMELO		LAS CRUCES		MULTICENTRO		CARTON COLOMBIA	
	PASO DEL COMERCIO		PEDREGAL		CAPRI		PRODESAL	
	FLORALIA		GUACANDA		PASOANCHO		LA Y	
	SAMANES		MULALO I		CAÑASGORDAS		LA SONORA	
	PETECUY		GUACHAL		LA MONTAÑA		GUACHICONA	
	GUADUALES				LA VIGA			
	EL SENA							
	ALCAZARES							
	LOS ANDES							
	LOS PARQUES		PTO. TEJADA	19				
	CHIMINANGOS		PTO. TEJADA					
	CIRUELOS							
	FUNDENTE 34.5 KV							
	POPULAR							
	PTO. MALLARINO							
	ESMERALDA							
	SAN LUIS - DIESEL I							
	SAN LUIS - MENGÁ							

Anexo 2. Registro de equipos.

Empresa:	Nombre del equipo:		Circuito:
No. Nodo:			Subestación:
Fecha:	Adquisición:		Dirección:
	Instalación:	Fabricante:	
Características Técnicas			Observaciones

Anexo 3. Actividades para mantenimiento del reconectador.

Nombre del equipo: RECONECTADOR COOPER TIPO VWE					
Circuito:		Subestación:		Nodo:	
Número de actividad	Actividad que se debe realizar			Frecuencia de trabajo	Materiales y repuestos
1	- Inspección de Descargadores de sobretensión.			S	
2	- Limpieza de Descargadores.			S	
3	- Inspección de conexiones a tierra de la parte de potencia y la parte de control.				
4	- Inspección de Aisladores para detectar averías.				
5	- Limpieza de Aisladores con agua y secar con trapo esterilizado.			3A	
6	- Verificar ajustes (pernos, herrajes, conductores flojos etc.)				
7	- Limpieza de cualquier tipo de maleza.				
8	- Inspección del estado del tanque del Reconnectador (pintura, corrosión etc.)				
9	- Verificar el nivel de Aceite Dieléctrico.				
10	- Verificar rigidez dieléctrica del aceite.				
11	- Inspección de filtraciones en el tanque.				
12	- Verificar estado del cable de control.				
13	- Verificar funcionamiento de la caja de control (tensión de baterías).				
14	- Verificar estado de caja de control (pintura, corrosión, filtraciones, suciedades etc.)				

Anexo 4. Actividades para mantenimiento del seccionalizador.

Nombre del equipo: SECCIONALIZADOR JIN KWANG			
Circuito:		Subestación:	Nodo:
Número de actividad	Actividad que se debe realizar	Frecuencia de trabajo	Materiales y repuestos
1	- Inspección de Descargadores de sobretensión.	S	
2	- Limpieza de Descargadores.		
3	- Inspección de conexiones a tierra de la parte de potencia y la parte de control.	S	
4	- Inspección de Aisladores para detectar averías.		
5	- Limpieza de Aisladores con agua jabón y secar con trapo esterilizado.		
6	- Verificar ajustes (pernos, herrajes, conductores flojos etc.)		
7	- Limpieza de cualquier tipo de maleza.		
8	- Inspección del estado del tanque del Seccionalizador (pintura, corrosión etc.)	A	
9	- Verificar presión de Gas Sf_6 .		
10	- Verificar estado del cable de control.		
11	- Verificar funcionamiento de la caja de control (Tensión de baterías).		
12	- Verificar estado de caja de control (pintura, corrosión, filtraciones, suciedades etc.)		

Anexo 5. Actividades para mantenimiento del interruptor.

Nombre del equipo: INTERRUPTOR TIPO NXA			
Circuito:		Subestación:	Nodo:
Número de actividad	Actividad que se debe realizar	Frecuencia de trabajo	Materiales y repuestos
1	- Inspección de Descargadores de sobretensión.	S	
2	- Limpieza de Descargadores.		
3	- Inspección de conexiones a tierra de la parte de potencia y la parte de control.	S	
4	- Inspección de Aisladores para detectar averías.		
5	- Limpieza de Aisladores con agua y secar con trapo esterilizado.		
6	- Verificar ajustes (pernos, herrajes, conductores flojos etc.)		
7	- Limpieza de cualquier tipo de maleza.		
8	- Inspección del estado del tanque del Interruptor (corrosión, filtración etc.)		
9	- Verificar presión de Gas Sf ₆ .	A	
10	- Verificar ajustes de la varilla de operación.		
11	- Verificar funcionamiento de la caja de control (tensión de baterías, operación del motor, contactores etc.)		
12	- Verificar estado de caja de control (corrosión, filtraciones, suciedades etc.)		

Anexo 6. Orden de trabajo.

Empresa:			Orden de trabajo No.			Fecha:		
Nodo	Jefe de turno:		Especifique el trabajo por realizar:			Turno:		
Circuito						Equipo:		
Prioridad	Emergencia		Clase de inspección	Eléctrica		Previsión		
	Urgente			Mecánica		Inicio		
	Normal			Auxiliar		Término		
	Permanente							
Especificación del Trabajo a realizar	Mano de obra				Materiales utilizados			
	Trabajo realizado por:	Tiempo	Salario	Costo	Descripción y Código	Cantidad	Unidad	
Costo de la mano de obra:								
Jefe de turno:					Observaciones:			
Jefe de Mantenimiento:								

Anexo 7. Solicitud de repuestos y materiales.

Nombre de la empresa:..... Código del equipo:.....
Solicitud No:..... Equipo:.....
Fecha:.....
Turno:.....

Repuestos y materiales que se solicitan:

Ítem	Descripción de los repuestos y materiales	Unidad	Cantidad	Firma (quién recibe)

Observaciones:.....
.....

.....
Firma (solicitante).

Anexo 8. Historial del equipo.

Nombre de la empresa:.....
Equipo:.....
Código del equipo:.....

Fecha	Descripción de los servicios y reposiciones realizados	Materiales utilizados	Responsable de turno

Observaciones:.....
.....

.....
Firma (solicitante)